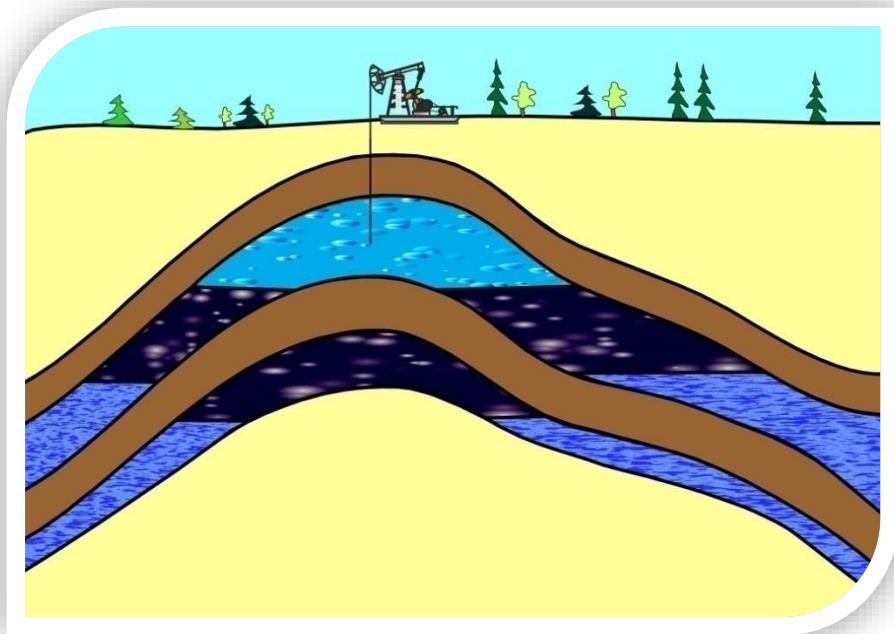


Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»
Український науково-дослідний інститут природних газів



ГЕОЛОГІЯ НАФТИ І ГАЗУ

МАТЕРІАЛИ

**ВСЕУКРАЇНСЬКОЇ НАУКОВО-ПРАКТИЧНОЇ КОНФЕРЕНЦІЇ
СТУДЕНТІВ ТА АСПІРАНТІВ**

(м. Харків, 19–20 квітня 2018 р.)

Харків
2018

УДК 553.981+553.982(082)

ББК 26.343я43

Г36

Редакційна колегія: В.А. Пересадько, д.геогр.н., проф. (голова редакційної колегії), І.М. Фик, д.техн.н., проф. (заступник голови редакційної колегії), В.Г. Суярко, д.геол.-мін.н., проф., І.В. Височанський, д.геол.-мін.н., проф., А.В. Матвеев, д.геол.н., доц., А.Й. Лур'є, д.геол.-мін.н., проф., О.В. Барташук, к.геол.н., ст.наук.співроб., О.О. Клевцов, к.геол.н., доц., Д.Ф. Донской, к.техн.н., доц., О.В. Чуєнко, зав.лаб., Я.О. Раєвський, С.В. Свердлова.

Адреса редакційної колегії: Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна, майдан Свободи, 4, м. Харків, 61022, к. 1-37, тел. 8(057) 707-55-38, e-mail: oilandgasgeo@gmail.com.

Затверджено до друку рішенням вченої ради факультету геології, географії, рекреації і туризму Харківського національного університету імені В.Н. Каразіна (протокол № 5 від 12.03.2018 р.).

Геологія нафти і газу: матеріали всеукраїнської науково-практичної конференції студентів та аспірантів (м. Харків, 19 – 20 квітня 2018 р.) / Гол. ред. колегії В.А. Пересадько. – Х.: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2018. – 90 с.

Тексти представлено у авторській редакції. Автори несуть повну відповідальність за зміст доповідей, а також добір, точність наведених фактів, цитат, власних імен та інших відомостей.

Публікації пройшли внутрішнє рецензування.

© Харківський національний університет
імені В.Н. Каразіна, оформлення, 2018

З М І С Т

ПЛЕНАРНІ ДОПОВІДІ

Аль-Хамед Хамед

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ РАСКРЫТИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	6
--	---

Говорун А.Ю.

ОПЫТ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И СЕЙСМИЧЕСКОГО АТТРИБУТИВНОГО АНАЛИЗА ПРИ ПОИСКЕ НОВЫХ ЛОВУШЕК УГЛЕВОДОРОДОВ.....	11
--	----

Давиденко О.Ю., Шоміна А.Д.

КЛАСИФІКАЦІЯ ТА АНАЛІЗ ВЛАСТИВОСТЕЙ СУЧАСНИХ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ.....	15
---	----

Москалець Н.О.

ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ З ПІДНІМАННЯМ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ.....	20
--	----

Терепенчук І.І.

ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ВЕРХНЬОВІЗЕЙСКОГО КОМПЛЕКСУ ПІВНІЧНО-СТЕПНОЇ ПЛОЩІ (ПІВДЕННА ПРИБОРТОВА ЗОНА ДДЗ).....	24
--	----

Фик І.М.

ВІДНОВЛЕННЯ ЗАПАСІВ НА ШЕБЕЛИНСЬКОМУ ГАЗОКОНДЕНСАТНОМУ РОДОВИЩІ.....	27
---	----

СЕКЦІЯ 1

ПОШУК ТА РОЗВІДКА НАФТОВИХ ТА ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

Вірило І.В., Стрельцова І.О.

МОДЕЛЮВАННЯ ІСТОРІЇ РОЗВИТКУ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНУ НА ПРИКЛАДІ ПІВНІЧНО- СХІДНОГО БОРТУ.....	31
--	----

Киселевич С.Л.

ЛІТОЛОГО-СТРАТИГРАФІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ НАВТОГАЗОНОСНОСНИХ ВІДКЛАДІВ ДЕВОНУ ПЕРЕМИШЛЯНСЬКОГО БЛОКУ.....	36
---	----

Клевцов О.О., Раєвський Я.О.

ФАЦІЇ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТУ А-7 ¹ КОБЗІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА (ГКР).....	39
--	----

Козирець С.Г. ГЕОЛОГІЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ: СТАН І ПЕРСПЕКТИВИ.....	42
Моїсєєва М.К. СТРУКТУРНІ КРИТЕРІЇ ПРОГНОЗУВАННЯ ТА ПОШУКУ ВУГЛЕВОДНІВ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ.....	46
Неніша О.В. НАДХОДЖЕННЯ БІОГЕННОГО МАТЕРІАЛУ В БЕРЕГОВУ ЗОНУ АЗОВСЬКОГО МОРЯ ЯК ФАКТОР СТАБІЛЬНОСТІ АКУМУЛЯТИВНИХ ФОРМ ПІВНІЧНОГО ПРИАЗОВ'Я.....	48
Німець О.Д. ПОЧАТКОВІ ПЛАСТОВІ ТИСКИ І ТЕМПЕРАТУРИ.....	52
Сюмар Н.П., Алексєєнкова М.В. ТИПІЗАЦІЯ УМОВ ЗАЛЯГАННЯ СКУПЧЕНЬ ВУГЛЕВОДНІВ ПОВ'ЯЗАНИХ З СОЛЕНОСНИМИ ФОРМАЦІЯМИ ДНІПРОВСЬКО- ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ.....	54
Цар М.М. СУЧАСНИЙ СТАН ПРОБЛЕМИ ДОСЛІДЖЕННЯ ЕКЗОТИЧНИХ КОНГЛОМЕРАТІВ УКРАЇНСЬКИХ КАРПАТ.....	58

СЕКЦІЯ 2 РОЗРОБКА РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ

Борівська А.О. ПРОБЛЕМА КОРОЗІЇ ГАЗОПРОМИСЛОВОГО ОБЛАДНАННЯ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН.....	61
Васін А.О. ШЛІХОВИЙ АНАЛІЗ ЧЕТВЕРТИННОГО АЛЮВІАЛЬНО- ПРОЛЮВІАЛЬНОГО МАТЕРІАЛУ ВЕРХІВ'ІВ РІЧКИ ТЕРЕК.....	64
Гомонай В.І., Голуб Н.П., Козьма А.А., Голуб Є.О. ПРИРОДНИЙ ЦЕОЛІТ ЯК ЕФЕКТИВНИЙ КАТАЛІЗАТОР ГЛИБОКОГО ОКИСНЕННЯ КОМПОНЕНТІВ ПРИРОДНОГО ГАЗУ.....	66
Єрофєєв А.М. ВИЗНАЧЕННЯ ВАЖКИХ МЕТАЛІВ У НАФТАХ.....	69
Іщенко Л.В. ПРО ФЛЮЇДНІ ВКЛЮЧЕННЯ У МІНЕРАЛАХ ПІВДЕННО-СХІДНОЇ ЧАСТИНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ.....	71
Лебєдєв І.М. СУЧАСНІ МЕТОДИ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ПРИПЛИВУ ВУГЛЕВОДНІВ....	74
Літвін О.Ю. ГОЛОВНІ АСПЕКТИ ВИЗНАЧЕННЯ РУШІЙНОЇ ГЕОТЕКТОНІЧНОЇ СИЛИ У ФОРМУВАННІ СТРУКТУРИ ПРИЧОРНОМОР'Я.....	76

Моїсєєнко В.М., Каверіна К.О.

ВЗАЄМОЗВ'ЯЗОК ГЕОЛОГІЇ РОДОВИЩ КОРИСНИХ КОПАЛИН
ХАРКІВСЬКОЇ ОБЛАСТІ З ОСОБЛИВОСТЯМИ ЇЇ СПЕЦІАЛІЗАЦІЇ В
УКРАЇНСЬКОМУ ГОСПОДАРСТВІ..... 79

Сапун Т.О.

ГОРЮЧІ КОРИСНІ КОПАЛИНИ ХЕРСОНСЬКОЇ ОБЛАСТІ..... 83

Шендрик О.М.

НОВІ ПІДХОДИ ДО РОЗРОБКИ ВИСНАЖЕНИХ
ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ..... 86

ПЛЕНАРНІ ДОПОВІДІ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ РАСКРЫТИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Аль-Хамед Хамед, студент
Национальный технический университет
«Харьковский политехнический институт»
(рук. д.т.н., проф. В.С. Белецкий)

Аннотация. Выполнен обзор и анализ применения наклонно-направленного бурения скважин при раскрытии нефтегазовых месторождений. Подчеркнута важность сравнения технологий и технических средств строительства горизонтальных скважин, точной оценки экономической выгоды от использования той или иной системы.

Ключевые слова: скважина, наклонно-направленное бурение, технико-экономический анализ, телеметрические системы.

Постановка проблемы и состояние ее изучения: Эксплуатация пластов малой толщины, пластов с плохими коллекторскими свойствами является проблемой нефтегазодобычи. Один из путей интенсификации извлечения углеводородов в этих условиях – раскрытие пласта наклонно-направленным бурением. Технологии горизонтального бурения при разработке нефтяных и газовых месторождений показаны в работах ряда исследователей: В.Ф. Чекушина, В.В. Черних, Х.Г. Шакирова, И.Г. Юсупова, F.J. Kuchuk, G.J. Lichtenberger, A.S. Odeh, R. Raghavan, R. Suprunowicz, R.K. Thambynaygam и других.

Цель и задания работы: Анализ технологий и технических средств строительства горизонтальных скважин, что будет способствовать выбору наиболее приемлемого варианта комплектования бурового инструмента для эффективного прохождения наклонных и горизонтальных участков.

Изложение основного материала. Обзор технологий направленного бурения: Специальное уклонение ствола скважины от вертикали вошло в

практику в конце 1920-х годов и развивалось постепенно. В начале для этого использовались:

Клиновые отклонители (whipstock): Бурение с этой техникой проводится традиционной роторной установкой. Она представляет собой длинный стальной клин, вогнутый с одной стороны, для удержания и направления буровой компоновки. Его спускают на необходимую глубину, ориентируют на желаемый азимут, а затем закрепляют, создавая направляющую для начала отклонения ствола от вертикали.

Однако направленные скважины, построенные по такой технологии, часто не достигали целевых пластов, имея значительные отклонения от заданных азимутов.

Ранние методы позволяли в некоторой степени контролировать наклон ствола, но они не давали возможность управлять азимутом, и также нуждались во многих спуско-подъёмных операциях, и также были малоэффективными.

Кривой переходник и забойный двигатель: Эта технология появилась в 1980-х годах и позволила намного более точно контролировать направление наклона, одновременно значительно увеличив угол возможного набора кривизны.

Эти установки имели фиксированный угол наклона (от 0,5 до 1 градуса) а поворотом бурильной колонны задавалось направление, однако для изменения угла наклона требовалось поднятие на поверхность и замена переходника.

Наиболее современной техникой является *Управляемый двигатель (steerable motor)*.

Состоит из переходника с управляемым изгибом с забойным двигателем, изгиб в этой технологии задается буровиком с поверхности без поднятия компоновки из скважины.

Изгиб можно установить в диапазоне от 0° до 4° позволяя направить долото под совсем небольшим углом ухода от оси ствола; такое, казалось бы, незначительное отклонение играет определяющую роль в скорости наращивания угла.

При бурении наклонных и горизонтальных участков стволов скважин с использованием *винтовых забойных двигателей* возникают определенные трудности и осложнения, а именно:

1. Бурение длинных горизонтальных участков с помощью забойного двигателя крайне сложное, поскольку по мере увеличения длины участка контролировать положения двигателя становится все сложнее.

2. При скольжении долота с помощью ВЗД бурильная колонна не вращается, буровой раствор находится в статическом состоянии, поэтому буровой шлам не выносится на поверхность как положено и может скапливаться вокруг бурильной колонны, в результате чего происходит прихват.

3. При проталкивании долота двигателем без вращения колонны сила трения увеличивается.

4. Стенки ствола выходят шероховатыми, что повышает крутящие и осевые нагрузки на бурильную колонну, а также могут вызвать проблемы при спуске в скважину оборудования окончания – особенно на длинных горизонтальных участках.

Некоторые из перечисленных проблем были решены с созданием роторной управляемой системы (РУС). Особенность РУС в том, что она обеспечивает непрерывное вращение бурильной трубы. Быстрая реакция к командам с поверхности также улучшает скорость прохождения и качество ствола скважины по сравнению с прошлыми системами.

Сегодня РУС получили широкое использование благодаря возможности бурения прямолинейных скважин, промывке ствола и точного контроля параметров бурения.

Одна из самых простых и надежных моделей РУС – *powerdrive*:

Преимущества по сравнению с ВЗД:

Повышение проходки за один час работы долота, улучшения качества полученного ствола, лучшая передача и контроль нагрузки и крутящего момента на долото и хорошая очистка ствола от шлама, постоянное вращение

КНБК и бурильной колонны ощутимо уменьшают риск прихвата, особенно при бурение по проницаемом пласте.

Эта техника была использованной на Южнохыльчуйском месторождении

В скважинах с зенитными углами (50° и выше) и с отходами от вертикали (от 1,7 тыс. м и более).

Достигнутые результаты по сравнению с использованием ВЗД:

Увеличение механической скорости проходки в среднем на 35%, несмотря на то, что они имели большой зенитный угол прямолинейных участков по сравнению с скважинами пробуренными с помощью ВЗД.

Экономия до 7 дней работы на каждой скважине. Увеличение времени работы долота до его полного износа.

Большим достижением в области управляемых роторных систем является появление РУС *powerdrive archer* с высокой скоростью наращивания угла. Это гибридное устройство, сочетающее в себе характеристики систем с отклонением и направлением долота.

Средняя механическая скорость проходки с использованием РУС *powerdrive archer* на четырех скважинах на Верхнеочонском нефтегазоконденсатном месторождении составила 16 м / ч, что вдвое выше, чем при использовании винтовых забойных двигателей. При этом эффективная длина горизонтальной секции представляет более чем 70%, тогда как на скважинах, пробуренных с использованием ВЗД, этот показатель составляет всего 30%. В результате, дебит скважин увеличатся в двое.

Новейшая из технологий РУС включает моторизованные роторные управляемые системы. В ней использоваться высокомоментный забойный двигатель, что позволяет применять для направленного бурения эффективные долота PDC (с поликристаллическими алмазными вставками) и оптимально использует нагрузки на долото, повышая механическую скорость проходки. Снижаются осевые и крутящие нагрузки, действующие на бурильную колонну. Повышенные скорости вращения на долоте и менее интенсивное вращение бурильной колонны привели к снижению уровня вибраций в бурильной колонне

и как следствие увеличение проходки – в среднем на 58 %. При этом сохраняя долота PDC в хорошем состоянии .

Одним из наиболее важных положительных эффектов применения РУС с силовой секцией – стабильность КНБК: во время бурения наблюдались очень слабые вибрации за счет отделения поверхностного вращения от вращения на долоте, уменьшение извилистости и улучшение очистки ствола скважины.

При применении этой системы на континентальной скважине в Австрии скорость проходки увеличилась с 5 м/ч до 15 м/ч по сравнению с соседними скважинами, в которых использовали традиционные РУС. Применяя данную технологию, компания пробурила ствол на 132 м дальше максимально ранее достигнутого ухода, успешно выполнив все задачи по направленному бурению и при полном контроле направления проводки ствола.

Для получения нужной точности проходки ствола скважины в нужную точку пласта необходим постоянный контроль и информация о месте нахождения долота и о пространственном положении ствола скважины. Для этого необходимо применять *телеметрические системы* и это придало значительный импульс научно-техническому прогрессу в области бурения скважин на нефть и газ. В настоящее время телеметрические системы контроля в сочетании с методико-математическим и программным обеспечением дали технологам небывалые возможности для полного контроля в процессе бурения.

Выводы: В сравнении технологий и технических средств строительства горизонтальных скважин, нужна точная оценка экономической выгоды от использования той или иной системы, а также выхода из строя дорогостоящего оборудования и затрат в результате потери инструмента в скважине.

Правильный выбор средств строительства горизонтальных скважин может значительно повысить производительность и снизить затраты. Выбор должен осуществляться исключительно на основе тщательного проектирования и расчета затрат, при этом следует учитывать вид долота, характер породы, конструкцию обсадной колонны, температуру и давление в скважине, технические характеристики буровой установки и другие факторы.

Список использованных источников: 1. Ткаченко М.В., Жабський С.М.. Аналіз технологій і технічних засобів будівництва горизонтальних свердловин для вилучення важковидобувних і виснажених запасів нафти та газу // Нафтогазова інженерія. № 2. 2017. С. 70-80. 2. Розачев О.К., Лышенко А.А.. Телеметрия. Электронный ресурс. Режим доступа: <http://www.sovmash.com/node/62> 3. Калинин А.Г. Естественное и искусственное искривление скважин / А.Г. Калинин, В.В. Кульчицкий. – М.; Ижевск, 2006. – 640 с. 4. Профили направленных скважин и компоновки низа буровых колонн / А.Г. Калинин, Б.А. Никитин, К.М. Солодкий, А.С. Повалихин. – М.: Недра, 1995. – 305 с. 5. Сулакишин С.С. Направленное бурение. – М.: Недра, 1987. – 270 с. 6. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин / А.С. Повалихин, А.Г. Калинин, С.Н. Бастриков, К.М. Солодкий; под общ. ред. доктора технических наук, профессора А.Г. Калинина. – М.: Изд. Центр-ЛитНефтеГаз, 2011. – 647 с. 7. Мислюк М.А. Буріння свердловин. Т.3. Вертикальне та скероване буріння. / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчин, Р.С. Яремчук. – К.: «Інтерпрес ЛТД», 2004. – 294 с.

ОПЫТ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И СЕЙСМИЧЕСКОГО АТТРИБУТИВНОГО АНАЛИЗА ПРИ ПОИСКЕ НОВЫХ ЛОВУШЕК УГЛЕВОДОРОДОВ

А.Ю. Говорун

Украинский научно-исследовательский институт природных газов

Аннотация. В статье рассмотрен опыт применения электрофациального анализа терригенных отложений и сейсмического атрибутивного анализа при прогнозе распространения песчаных тел – коллекторов серпуховского яруса нижнего карбона на Семенцовском газоконденсатном месторождении.

Ключевые слова: сейсмический атрибутивный анализ, фациальный анализ.

Ввиду истощения фонда антиклинальных ловушек углеводородов в Днепровско-Донецкой впадине(ДДВ), поиски скоплений углеводородов проводятся в областях возможного развития стратиграфически экранированных и литологически ограниченных ловушек. Выявление и картирование таких объектов требует определения их генезиса, фациальных условий и детальных палеогеографических реконструкций. В силу технических и экономических ограничений отбор кернового материала и его литологические исследования, из которых извлекаются ценные данные о составе, гранулометрических,

емкостных и фильтрационных свойствах горных пород, проводятся не всегда в достаточном объеме для получения полной картины состава и характеристик перспективных пластов.

В этих условиях все большее значение приобретают промыслово-геофизические методы, в частности изучение зависимости между литологическими свойствами пород и их электрометрическими характеристиками и анализ сейсмической волновой картины в различных атрибутах.

Атрибутивный анализ сейсмических материалов позволяет провести качественный анализ динамических и кинематических параметров сейсмического поля: амплитуд, фаз, частот, скоростей, импедансов. Главной задачей атрибутивного анализа является установление связей между динамическими характеристиками волнового поля в разрезе изучаемых отложений и значениями фильтрационно-емкостных параметров, установленных по результатам промыслово-геофизических исследований. В отличие от скважинной интерполяции, атрибутивный анализ позволяет получить представление о непрерывном площадном распределении литологии толщи на больших расстояниях от скважин.

В данной работе рассмотрено применение комплекса этих методов для прогноза развития песчаных продуктивных горизонтов серпуховского яруса нижнего карбона Семеновского газоконденсатного месторождения (ГКМ). Методической основой исследования являлся прогноз распространения коллекторов продуктивного горизонта С-9 для выявления перспективных ловушек УВ в разрезе верхнесерпуховского нефтегазоносного комплекса на Семеновском ГКР на основе анализа данных скважинной промысловой геофизики и данных сейсморазведки 3-D.

Фактические данные для выполнения работы включали сейсмический временной куб, каротажные кривые по пяти скважинам, вскрывающим целевой горизонт, результаты исследований керна. Рассмотрены связи между сейсмическими атрибутами и различными петрофизическими параметрами

выполнены работы по прогнозированию распространения коллекторов горизонта С-9 с использованием сейсмических атрибутов RMS amplitude и Instantaneous bandwidth. Рассмотрены электрометрические характеристики горизонта. На основе установленных связей проведен фациальный анализ и сделано предположение об истории накопления горизонта С-9 в пределах месторождения.

Семенцовское ГКМ в региональном тектоническом отношении находится в приосевой зоне Днепровско-Донецкой впадины, входит в состав Семенцовско-Мачехской группы поднятий. С точки зрения нефтегазогеологического районирования оно размещается в восточной части Глинско-Солоховского нефтегазоносного района ДДВ.

Основным продуктивным комплексом являются отложения нижнего карбона. В результате геологоразведочных работ установлена газоносность башкирского, серпуховского и верхневизейского продуктивных комплексов. Доказана промышленная ценность залежей продуктивных горизонтов С-3а, С-3б, С-4, С-5а, С-5б, С-5в, которые находятся в разработке.

Горизонт С-9 является одним из наименее изученных в пределах месторождения. Тектоническим нарушением с амплитудой 100м оно разделяется на два блока – восточный и западный. Горизонт С-9 вскрыт только пятью скважинами – №№ 2, 3, 51, 100, 507, из которых только одной (скв.№2) в условиях сброшенного восточного блока. Стратиграфически горизонт С-9 приурочен к подошвенной части разреза верхнесерпуховских отложений. По составу разрез представлен терригенной полифациальной толщей пород. По данным геофизических исследований пористость оценивается в пределах 9-12%, в скв.№100 отобран керн длиной 4,4 м , 3,6 м из которого – песчаник с запахом УВ.

Песчаники горизонта имеют фрагментарный характер развития по площади структуры, прослеживаясь только на отдельных участках ее северо-западной и центральной частей. Мощность песчано-алевритовых пластов очень невыдержанная, колеблется от 1,8 до 27,4м.

В западном блоке прогнозируемая ловушка пластовая, литологически ограниченная, по падению пласта она ограничена плоскостью нефтегазоводного контакта (НГВК), проведенной по подошве газонасыщенного песчаника, вскрытого скв. №51 (абсолютная отметка -4403,9м). Размеры ловушки составляют $2,4 \times 2,34$ км. Таким образом, участок к северу и северо-западу от скв. №51, 100, может рассматриваться как перспективная площадь для открытия новой газоконденсатной залежи.

В восточном блоке пласт вскрыт только скв. №2. В разрезе этой скважины горизонт С-9 представлен рядом песчаных пропластков незначительной эффективной толщины с пористостью до 10,5%. В эксплуатационном колоне проведено испытание, в ходе которого был получен приток газа $Q_7^r = 9,89$ тыс. м³/сутки. Залежь пластового типа, комбинированная – литологически ограниченная и тектонически экранированная. В направлении падения пласта залежь ограничена плоскостью НГВК, проведенной по подошве газонасыщенного песчаника, вскрытого скв. №2 на абсолютной отметке -4479,2м. Размеры залежи в ее пределах составляют $2,6 \times 0,66$ км, остальная часть блока рассматривается как перспективная для разведки.

На основании материалов сейсморазведки выполнены работы по прогнозированию площадного распространения коллекторов горизонта С-9 с использованием сейсмических атрибутов RMS amplitude и Instantaneous bandwidth. По их данным установлено, что песчаники с кондиционными фильтрационно-емкостными свойствами развиты в западной и северо-западной части западного блока и почти по всей площади восточного блока.

Эти данные на практике использованы при разработке практических рекомендаций для поисково-разведочного бурения для газопромышленного управления «Полтавагаздобыча» и учтены при размещении первоочередных проектных поисковых скважин с целью выявления промышленных залежей в продуктивном горизонте С-9. Рекомендовано бурение семи разведочных скважин – пять в восточном и две в западном блоке.

Список использованных источников: 1. Костів А.Л. Проект дорозвідки покладів верхньосерпуховських відкладів Семенцівського родовища з врахуванням результатів сейсморозвідувальних досліджень за методикою 3D: звіт про науково-дослідну роботу (заключний.) // УкрНДІгаз. – 2017; Керівник А .Л. Костів.

КЛАСИФІКАЦІЯ ТА АНАЛІЗ ВЛАСТИВОСТЕЙ СУЧАСНИХ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ

О.Ю. Давиденко, А.Д. Шоміна
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна

Анотація. Аналіз розрізу порід та їх літологічних характеристик є основою вибору бурового розчину для кожного етапу буріння свердловини. Ефективність буріння, якість даних контролю та ГДС безпосередньо залежать від характеру та фізико-технічних параметрів обраного розчину.

Ключові слова: буровий розчин, дисперсні системи, проникність.

Історія виникнення розчинів, які використовуються в процесі буріння свердловин, починається ще з кінця 19 ст. В 30-ті роки 20 ст. почалася технічна революція у розвитку техніки буріння. Проте технологія та розробка бурових розчинів залишалися практично на тому ж самому рівні. Протягом останніх десятиліть відношення до розробки бурових розчинів кардинально змінилося. На сьогоднішній день існує цілий ряд підприємств, які займаються повним циклом робіт, починаючи з розробки та виготовлення реагентів до приготування розчинів та надання послуг для нафтогазової індустрії.

Буровим розчином називають складну дисперсну систему рідин емульсійного, аераційного та суспензійного типів, які використовуються для промивки стовбурів свердловин в процесі буріння. Циркулюючий розчин очищує стінки свердловини від нашарувань, вимиває залишки розбурених порід, виводячи їх на поверхню, стимулює руйнування порід інструментом, дозволяє провести якісне розкриття горизонту та вирішити цілу низку завдань. Продуктивність та якість буріння залежать від якості розчину, важливішими властивостями якого є щільність, водовіддача, в'язкість та напруга зсуву [1].

Сучасні розчини можуть мати різний склад, в'язкість, вагу та інші характеристики (Таблиця 1). Вибір бурового розчину відбувається із урахуванням особливостей покладів, обраних технологій проведення буріння, фінансових аспектів та інших факторів.

Вибір бурового розчину оснований на таких першочергових завданнях: охолодження поверхонь бурового інструменту та змазка (оскільки робота обладнання пов'язана із виникненням високого тертя, основним призначенням є зменшення температури, що підвищує стійкість інструменту до механічних порушень); очистка вибою; попередження нафто- та газопроявів, пластової води; захист стінок свердловини від обвалів, що можуть виникнути при наявності в складі порід нестійкої глини; забезпечення високої якості розкриття горизонтів (більшість видів сучасних розчинів дозволяють уникнути забруднення проникних пластів в процесі буріння); зниження затрат на фіксацію за допомогою колон; отримання даних для аналізу при бурінні розвідувальних свердловин (предметом вивчення є шлам, що виноситься із буровим розчином); підвищення стійкості труб та обладнання до корозії; забезпечення техніки безпеки в процесі розробки та мінімізація негативного впливу на навколишнє середовище [2].

Таблиця 1.

Класифікація бурових розчинів

1.	Гомогенні на водній основі	
1.1.	Технічна вода	<i>Прісна – до 1 г/л, солонувата – 1-10 г/л, солоната – 10-50 г/л, розсоли > 50 г/л</i>
1.2.	Водні розчини полімерів	<i>Акрилатів та полісахаридів</i>
1.2.1.	Поліелектроліти	<i>Дисоціюють на іони</i>
1.2.2.	Неелектроліти	<i>Крохмальні реагенти без заряду</i>
1.2.а	На основі синтетичних полімерів	<i>Поліакриламід, поліетиленоксид або гідролізований поліатрилонітрил (гіпан)</i>
1.2.б	На основі полісахаридів	<i>Глюкогенова кислота, декстрини, гуарова смола,</i>

		<i>карбоксиметилцелюлоза (КМЦ), калієва поліаніонна целюлоза (К-ПАЦ), ксантанова смола, крохмаль + ферменти</i>
1.3.	Водні розчини поверхнево активних речовин (ПАР)	
1.4.	Сольові розчини	
2.	Гомогенні вуглеводневі розчини (нафта та дизельне паливо)	
3.	Гомогенні газоподібні очисні агенти	
4.	Гетерогенні водні розчини із твердою дисперсною фазою	
4.1.	Нестабілізовані глинисті суспензії та суспензії з розбурених порід	
4.2.	Гуматні розчини	<i>Глинисті розчини із вуглелужними реагентами (ВЛР)</i>
4.3.	Лігносульфонатні розчини	<i>Для буріння по хомогенних породах</i>
4.4.	Хром- та феролігносульфонатні	<i>Для буріння глин та аргілітів із високими температурами на вибої</i>
4.5.	Полімерні недиспергуючі	<i>Водні розчини полімерів із додаванням бентоніту</i>
4.6.	Гетерогенні інгібіруючі на водній основі [3]	<i>Розчини електролітів. Алюмінатний, вапнистий, безглинистий солестійкий, кальцієвий, гіпсовий, хлоркальцієвий, калієвий (хлоркалієвий, калій-гіпсовий, калій-глинистий), силікатний, гідрофобізуючі</i>
5.	Соленасичені розчини [1]	
5.1.	Необроблений глинистий соленащений розчин	<i>Використовується для буріння солей при температурі не вище 160° С</i>

5.2.	Стабілізований соленасичений розчин	<i>Містить солестійкий полімерний реагент (крохмаль, КМЦ та акриловий полімер), термостійкість до 220° С</i>
5.3.	Розчин на основі гідрогелю магнію	<i>Складається з води та полімерного реагенту</i>
6.	Розчини на вуглеводневій основі (РВО)	
6.1.	Вапнисто-бітумний розчин (ВБР)	<i>Дисперсним середовищем є нафта, дизельне паливо, а дисперсною фазою - високоокисний бітум. Використовується для буріння порід, що сильно набухають або високорозчинних. Характерна нулева або близька до неї фільтрація в пласт</i>
6.2.	Інвертні емульсійні розчини (ІЕР)	<i>Гідрофобно-емульсійно-суспензійні системи. Тверда дисперсна фаза – мелене негашене вапно. За технічними показниками є дешевим замінником ВБР</i>
6.3.	Буровий розчин на вуглеводневій основі ІКІНВЕРТ (та надтермостійкий ІКІНВЕРТ-Т)	<i>Практично не має температурних обмежень. Фільтрат розчину після проникнення в пласт згущується, що погіршує подальшу експлуатацію</i>
6.4.	Висококонцентрований інвертний емульсійний розчин (ВІЕР) та термостійкий ТІЕР [2]	<i>Розроблений для буріння свердловин із температурою вибою не більше 70° С, не змінюючи своїх показників та властивостей.</i>
6.5.	Термостійка інвертна емульсія на основі ЕК-1 [4]	<i>Відрізняється високою стійкістю до температур та хімічної агресії, містить поверхнево-активний реагент ЕК-1</i>

Виготовлення бурового розчину з високоякісної сировини, визначення параметрів та оперативний контроль їх якості в процесі буріння, обробка різноманітними хімічними агентами, усе це потребує глибоких знань фізичної

та колоїдної хімії, а також досвіду та інтуїції майстра. До складу бурового розчину доцільно додавати мінімум компонентів, ефективність яких забезпечується невеликими концентраціями протягом часу, а технологія його виготовлення повинна бути енергозберігаючою. Від характеру та параметрів бурового розчину напряду залежить набір методів оптимального обов'язкового комплексу ГДС.

Від властивостей та кількості компонентів бурового розчину, репресії та температури залежить товщина глинистої кірки та потужність зони проникнення, що в свою чергу впливає на показники електричного опору.

Список використаних джерел: 1. Овчинников В.П., Аксенова Н.А. Учебное пособие: буровые промывочные жидкости. – Тюмень: «Нефтегазовый университет», 2008. – 309 с. 2. Уляшева Н.М. Разработка технологических регламентов буровых растворов: методические указания по курсовому проектированию / Н.М. Уляшева, Н.Г. Деминская, М.А. Михеев. – Ухта: УГТУ, 2010. – С.66-73. 3. Филиппов Е.Ф. Разработка ингибирующего бурового раствора, обеспечивающего устойчивость глинистых разрезов и достоверную интерпретацию результатов ГИС: Автореф. дис. канд. тех. наук. – Краснодар, 2006. – 135 с. 4. Четвертнева И.А. Разработка многофункциональных смазочных добавок для повышения эффективности бурения и заканчивания скважин: Автореф. дис. канд. тех. наук. – Уфа, 2003. – 183 с.

ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ З ПІДНІМАННЯМ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ

**Н.О. Москалець, студент
Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»
(кер. д.т.н., проф. І.М. Фик)**

Анотація. Способи розробки газоконденсатних покладів з підтриманням пластового тиску мають значні переваги над способами розробки на виснаження. Сайклінг-процес знайшов широке впровадження у промисловій практиці і показав непогані результати на Тимофіївському, Новотроїцькому, Куличихинському та Котелевському родовищах в Україні.

Ключові слова: підтримання пластового тиску (ППТ), газоконденсатне родовище (ГКР), сайклінг-процес, коефіцієнт конденсатовилучення, коефіцієнт охоплення, тиск початку конденсації ($P_{пк}$).

Виклад основного матеріалу: Головним технологічним параметром, що характеризує сайклінг-процес, є кінцевий коефіцієнт конденсатовилучення, границі коливання якого 0,4-0,6 і не перевищує 0,7. Таким чином, при розробці газоконденсатних родовищ, 40-60% конденсату залишається у пласті навіть з використанням сайклінг-процесу. Додаткове вилучення цього конденсату, який не піддається вилученню відомими технологіями, є предметом для пошуків нових та вдосконалення існуючих способів розробки з підтриманням пластового тиску (ППТ). Нові та вдосконалені способи розробки ГКР з ППТ можна класифікувати наступним чином:

- способи регулювання потоків газу в пластах, спрямованих на збільшення коефіцієнта охоплення витісненням сирого газу сухим при сайклінг-процесі;
- способи активної дії на газоконденсатний пласт, що знижують втрати конденсату у привибійних зонах і депресійних воронках свердловин;
- способи підтримання пластового тиску за рахунок перепуску високонапірного газу або води;
- способи дорозробки виснажених газоконденсатних родовищ.

Ефективність систем розробки газоконденсатних покладів з ППТ значною мірою залежить від коефіцієнта охоплення витісненням сирого газу сухим. Величина коефіцієнта охоплення (K_{ox}), у свою чергу, зумовлюється системою геологічних, фізичних і технологічних факторів, до основних з яких належать:

- особливості геологічної будови (тектоніка, стратиграфія);
- характер поширення і типи колекторів за площею та розрізом;
- загальна та ефективна товщина пластів;
- пористість, проникність, газонасиченість, структура порового простору;
- розміщення нагнітальних та видобувних свердловин;
- інтервали, характер і ступінь розкриття пластів перфорацією;
- пластовий тиск, величини репресії та депресії на пласт;
- об'єми нагнітання і відбирання газу.

Загальний коефіцієнт охоплення витісненням сирого газу сухим має три основні складові: розріз, площа, структура порового простору.

Вивчення впливу геолого-фізичних передумов на K_{ox} і на цій основі вибір технології розробки газоконденсатного покладу є одним з найперспективніших шляхів досягнення максимального конденсатовилучення при сайклінг-процесі.

Коефіцієнт охоплення витісненням сирого газу сухим за розрізом значною мірою залежить від неоднорідності пластів за проникністю в розрізі експлуатаційного об'єкта, розкритого перфорацією. У цьому випадку K_{ox} може оцінюватися за методиками Стендінга і Маскета, а його величина, при заданому розміщенні свердловин, залежить лише від об'ємів сухого газу, що нагнітається.

При цьому неможливо регулювати фронт витіснення сирого газу сухим в окремих пластах, а збільшення K_{ox} за рахунок продовження нагнітання сухого газу в післяпроривний період призведе до непродуктивних енерговитрат на компресорних станціях і затримає початок періоду видобутку газу в режимі виснаження.

Із зазначеного випливає, що резервом збільшення K_{ox} є регулювання фронту витіснення сирого газу сухим у допроривний період на основі

використання спеціальних технологій розробки, залежних від геолого-промислових умов для конкретних газоконденсатних родовищ з конкретними петрофізичними властивостями колекторів і фізико-хімічними властивостями газу.

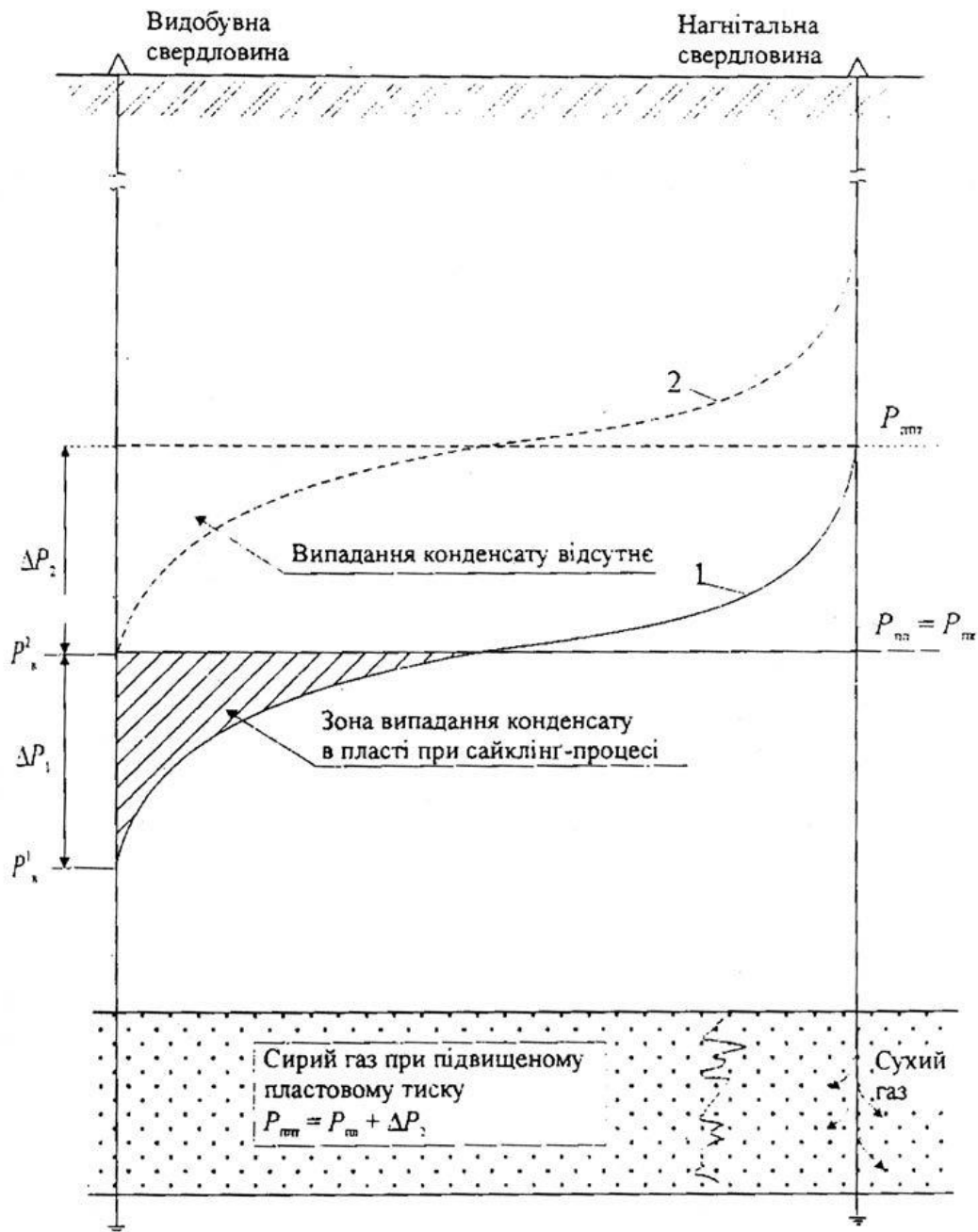


Рис. 1. Схема розподілу тиску між видобувними і нагнітальними свердловинами: при звичайному сайклінг - процесі (крива 1), при сайклінг- процесі після підняття пластового тиску (крива 2).

На рис.1 наведено основи технології збільшення конденсатовилучення в газоконденсатному родовищі за рахунок піднімання пластового тиску в покладі на величину депресії на пласт в експлуатаційних свердловинах.

Пластовий тиск в покладі до початку розробки складав величину $P_{пл}$, яка рівна $P_{пк}$ (тиску початку конденсації). Для попередження випадіння конденсату в покладі в депресійних воронках свердловин піднімають пластовий тиск на величину $\Delta P_{пл}$. Таким чином, в пласті тиск становитиме $P_{пл} + \Delta P_{пл}$. З рис.1 видно, що на вибої свердловин тиск буде більший за $P_{пк}$.

Технологія потребує не лише консервації запасів газу, але і додаткових обсягів стороннього газу, який треба закачати в пласт для підняття пластового тиску. Збільшення видобутку конденсату в порівнянні із звичайним сайклінг-процесом для родовищ з різними геолого-промисловими умовами може коливатися від 5 до 15%.

Список використаної літератури: 1. Кондрат Р. М. Газоконденсатоотдача пластов. - Москва: Недра, 1992. - 255с. 2. Фик І. М., Григор'єв В. С., Бікман Є. С. та ін. Підвищення газоконденсатовіддачі пластів шляхом впровадження сайклінг-процесу при високих тисках і температурах на Тимофіївському і Котелевському родовищах // Матер. 5-ї Міжнар. конф. УНГА "Нафта - Газ України-98". - Т. 2. - Полтава, 1998. - С. 86-87.

ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ВЕРХНЬОВІЗЕЙСКОГО КОМПЛЕКСУ ПІВНІЧНО-СТЕПНОЇ ПЛОЩІ (ПІВДЕННА ПРИБОРТОВА ЗОНА ДДЗ)

І.І. Терепенчук, студент
Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
(кер. к.геол.н. О.Л. Василенко)

Анотація. Деталізована польова 3D сейсморозвідка дозволяє виявляти нові об'єкти перспективні у нафтогазовому відношенні, що були пропущені при пошуках більш старими методами, в зонах зі встановленою нафтогазоностістю. Одною з таких зон є Північно-Степна площа.

Ключові слова: нафтогазоносність, сейсморозвідка 3D, структурний об'єкт, поклад.

Об'єкт дослідження (Північно-Степна площа) адміністративно знаходиться на території Новосанжарського і Машівського районів Полтавської області України. Предмет дослідження – нафтогазоносність відкладів верхневізейського комплексу Скарбної структури (структурний елемент досліджуваної площі). Мета роботи – вивчення перспектив нафтогазоносності в межах даної структури.

В геоструктурному відношенні площа досліджень, згідно з сучасною схемою тектонічного районування Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області (за Ю. О. Арсірієм та О. К. Ципком), розташована в зоні поєднання південної прибортової зони западини з її центральним грабенем в смузі глибинного облягання Нехворощанського виступу фундамента і є складовою частиною просторового моноклінального Степнівського схилу, що сформувався в смузі поєднання південної прибортової зони з центральним грабенем і безпосередньо прилягає до північного крила Ігнатівсько-Мовчанівсько-Руденківської групи структур, створюючи з ними єдиний тектонічний елемент.

В геологічній будові Скарбної площі приймають участь відклади палеозойської, мезозойської і кайнозойської ератем [3]. Свердловинами

глибокого буріння в розрізі палеозою розкриті відклади фаменського ярусу верхнього девону, турнейські, візейські, серпуховські відклади нижнього карбону, башкирські і московські відклади середнього карбону, а також відклади мезозойського комплексу та палеогенові, неогенові і четвертинні відклади кайнозою.

Верхньовізейський під'ярус (C_{1v2}) незгідно залягає на відкладах нижньовізейського під'ярусу. Виконаний аргілітами з прошарками алевролітів, пісковиків та поодинокими тонкими проверстками вапняків з фауною форамініфер пізньовізейського віку. Аргіліти темно-сірі до чорних, однорідні, шаруваті, з прошарками алевролітів та пісковиків, слабоалевритисті, з рослинним детритом, щільні. Пісковики сірі кварцові, мезоміктові, дрібнозернисті, середньо-різкозернисті, слабкотріщинуваті, міцнозцементовані карбонатно-глинистим цементом. Алевроліти темно-сірі, лінзовидно шаруваті, слюдисті. Товщина верхньовізейського під'ярусу 1204-1461 м.

Північно-Степна площа належить до Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району, в межах якого поклади вуглеводнів виявлені в широкому стратиграфічному діапазоні від середньокам'яновугільного до верхньодевонських відкладів. На Степному родовищі за даними робіт авторів звітів [2, 3] поклади вуглеводнів виявлені у відкладах башкирського ярусу (горизонт Б-13) середньокам'яновугільних відкладів, серпуховського (горизонт С-4) та турнейського (горизонт Т-3) ярусів нижньокам'яновугільних відкладів.

Матеріали, отримані в результаті проведення польової 3D сейсморозвідки дозволили виявити декілька перспективних об'єктів, які раніше не було можливості виявити через низьку роздільну здатність попередніх методів досліджень (2D сейсморозвідка). Серед таких перспективних об'єктів – Скарбна структура [4].

Обґрунтування перспектив нафтогазоносності цього об'єкта спирається на структурний і літолого-фаціальних фактори. Система зонального структуроуворюючого і примикаючих до нього тектонічних порушень утворили замкнуту брахіантиклінальну грабенovidну складку з похованим склепінням.

Передбачається, що продуктивна частина стратиграфічно приурочена до відкладів верхньовізейського комплексу (нафтогазоносні горизонти В-14, В-15 і В-16). Згідно з літературними даними ці горизонти виконані пісковиками з ефективною пористістю 5.8 – 11%, проникністю по газу 10 – 100 мД, насичені газом [1]. Тобто існує брахіантиклінальна структура, в межах якої формується тектонічно екранована пастка з покладом газу в трьох продуктивних горизонтах.

В результаті досліджень виявлено і підготовлено до розбурювання новий структурний об'єкт у регіональному нафтогазоносному комплексі C_{1v2} .

Список використаних джерел: 1. Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины // Киев : УкрНИГРИ, 1984. 2. Баранова Т., Галко Т. та ін. Звіт про науково-дослідну роботу «Уточнений проект розробки Степного ГКР (заключний)», (наряд-замовлення 100 ПГВ/2010-2010 (тема 51.605/2010-2010) / Т. Баранова [та ін] // – Харків : УкрНДІгаз, 2010. 3. Баранова Т. Звіт про науково-дослідну роботу «Геолого-економічна оцінка запасів газу і конденсату Степного ГКР Полтавської області (станом на 01.01.2008 р.), Техніко-економічне обґрунтування вилучення вуглеводнів Степного ГКР. (наряд-замовлення 100 ПГВ/2008-2008 (тема 51.626/2007-2008)», Книга 3 / Т. Баранова [та ін] // – Харків : УкрНДІгаз, 2008. 4. Колісніченко В. Г. Виконання сейсморозвідувальних робіт на Степній та Північно-Степній площах за технологією 3D (договір № 478/15 від 11 червня 2015 р.) / В. Г. Колісніченко, А. М. Чуприна // Київ : ТОВ «ГЕОЮНІТ», 2017.

ВІДНОВЛЕННЯ ЗАПАСІВ НА ШЕБЕЛИНСЬКОМУ ГАЗОКОНДЕНСАТНОМУ РОДОВИЩІ

**І.М. Фик, студент
Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»**

Анотація. Дослідження явища відновлення запасів газу на прикладі найбільшого в Україні газоконденсатного родовища – Шебелинського ГКР, відкритого у 1950 році і введенного на промислову розробку в 1959 році, та визначення перспективи його довгострокової його розробки.

Ключові слова: запаси, газ, розробка.

Вступ. Родовище приурочене до великої брахіантиклінальної складки висотою 1160 м., є масивно-пластовим покладом з численними глибинними, тектонічними порушеннями, з єдиним початковим газоводяним контактом, початковий і поточний пластові тиски 23,8 МПа і 2,0 МПа.

Історія експлуатації Шебелинського ГКР підтвердила прогнози УкрНДІгазу щодо, в цілому, газового режиму його розробки.

Але пізніше в період з 2000 по 2007 рр. річний видобуток газу зменшився до 1,8 млрд. м³, однак темпи падіння тиску почали сповільнюватися і практично стабілізувалися. Це дає підстави вважати, що на Шебелинському ГКР спостерігається підтримання пластового тиску .

Виклад основного матеріалу. Важливою задачею є встановлення природи підтримання пластового тиску. Однією з причин і головним фактором підтримування пластового тиску може бути заводнення продуктивних горизонтів. В таблиці 1 наведено середні пластові тиски та об'єми обводнення Шебелинського родовища. [1,2]

Згідно даних табл.1 градієнт обводнення за роки з 1964 по 2009 рр. складав 1,77 млн. м³ / рік, а з 2009 по 2016 рік він склав 1,43 млн. м³ / рік, тобто темпи обводнення ГКР з часом зменшуються.

Водночас, відношення часового градієнту обводнення родовища до серед-

нього пластового тиску за період з 1964 по 2009 склала 3,76 млн.м³/МПа, а за період 2009 по 2016 р. – 23,81 млн.м³/МПа. Тобто за той же період в часі градієнт обводнення від тиску значно збільшився за рахунок підтримання пластового тиску.

Таблиця 1.

Об'єми обводнення та середні пластові тиски Шебелинського ГКР по роках

Рік	Р _{пл} середнє, МПа	Q _{обв} , млн.м ³
1964*	23,8	0
1989	12,0	40,6
2009	2,5	80,0
2016	2,08	90,0

* - 1964 рік прийнято як початок обводнення родовища

Крім того, детальний аналіз обводнення окремих горизонтів Шебелинського ГКР показав просторово вибірковий його характер, підтвердивши літологічну обмеженість покладів з незначними водонапірними об'ємами законтурної пластової води по окремих горизонтах.[2]

В ході дослідження були враховані всі фактори, що можуть впливати на підтримання пластового тиску – це: обводнення, просідання поверхні, пружність гірських порід, пластової води та газу. Аналіз показав, що наведені фактори не можуть в значній мірі підтримувати пластовий тиск, а обводнення Шебелинського ГКР, в цілому, проходить за рахунок розширення локальних водонапірних систем окремих горизонтів і не впливає на газовий режим розробки родовища. Тому можна вважати, що родовище все ще розробляється в режимі виснаження газу. Таким чином, можна припустити, що на Шебелинському ГКР іде відновлення запасів газу [3] . Виникає питання природи цього явища.

Попереднє дослідження показало наявність великих запасів газу під основним родовищем на глибині.[4] Подальші геофізичні дослідження виявили численні тектонічні порушення гірського масиву. Спроби розробки глибоких покладів газу були невдалими, що обумовлено низькою проникністю порід і відсутністю покришки. Внаслідок цього приплив до свердловин невеликий і нетривалий. Водночас, під час розробки тиск у основному родовищі був суттєво знижений, внаслідок чого створилася значна депресія між основним родо-

вищем (2,5 МПа) та глибинними покладами газу (~ 50 МПа). Почався перетік газу через тектонічні порушення в поклад, що розробляється. Підтримання пластового тиску, як наслідок, забезпечує стабілізацію подальшого видобутку.

В ході дослідження був проведений аналіз розробки родовища, в результаті якого можна припустити, що річний об'єм перетоку газу в поклад, що розробляється із глибоких покладів складає в середньому 1,9 млрд. м³.

Згідно діючого доповнення до проекту розробки заплановано ввести дотисну компресорну станцію, щоб знизити робочий тиск свердловин і таким чином інтенсифікувати видобуток газу. Автором роботи було проведено перерахунок річної продукції за варіантом 1 (розробка без ДКС) та варіантом 2 (з ДКС) з урахуванням очікуваного відновлення запасів газу (рис 1).

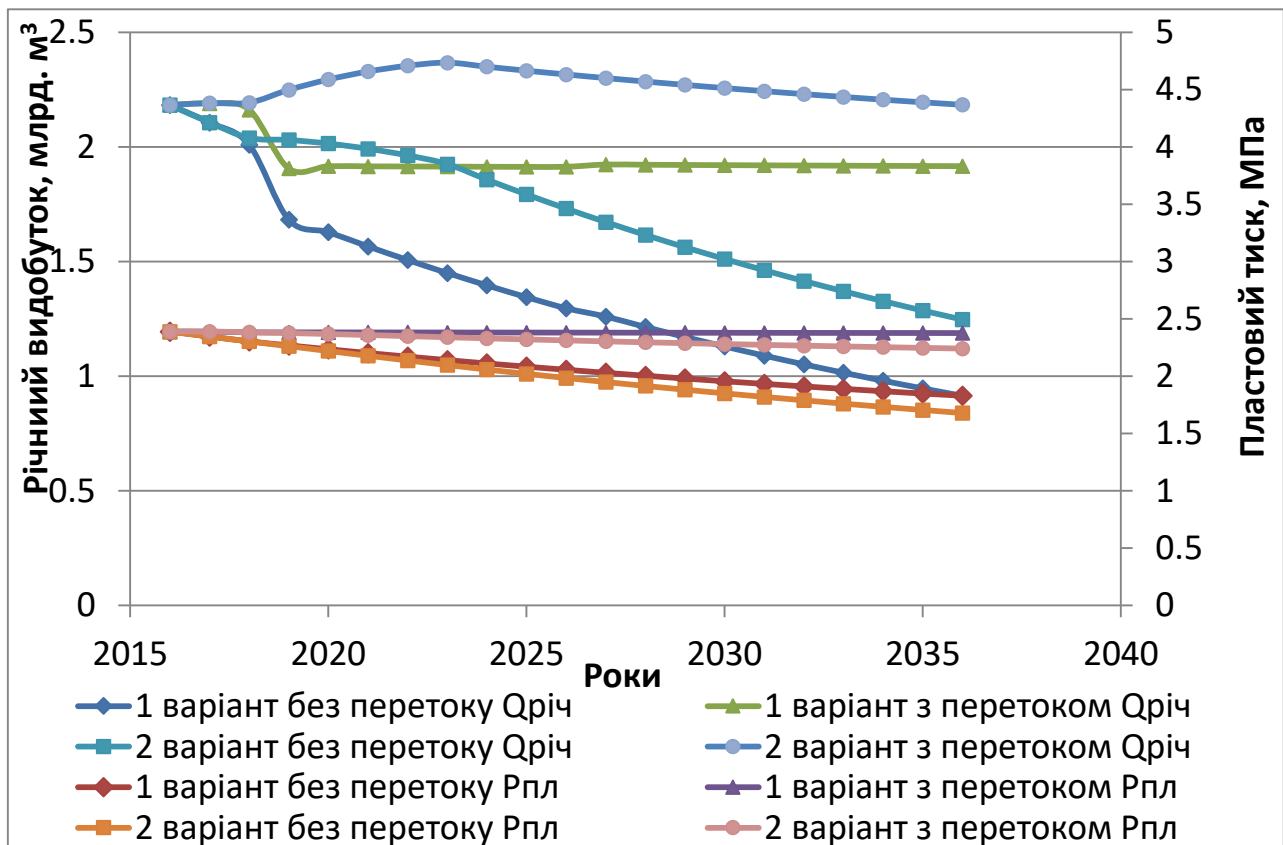


Рис. 1. Прогноз показників розробки Шебелинського ГКР за різними варіантами розробки.

Як бачимо, за виконанням прогнозом варіанти 1 і 2 з перетоком природного газу вигідно відрізняються від варіантів без перетоку забезпеченням стабілізації пластового тиску і, відповідно, видобутку газу.

Висновки

Таким чином, перетоки газу з глибинних горизонтів підтримують пластовий тиск та забезпечують збільшення річного видобутку при будь-якому варіанті розробки, що дозволить продовжити термін розробки Шебелинського ГКР на десятиліття.

Встановлене виконаними дослідженнями явище відновлення запасів газу є перспективним для України і потребує подальших досліджень, оскільки:

1) У ході розробки родовища депресія між основним резервуаром та глибинними пропластками газу буде тільки зростати, що може збільшити об'єм газових перетоків. При цьому актуальним є пошук способів штучного збільшення перетоків газу.

2) Перерахунок проектних показників розробки з урахуванням перетоку газу з глибоких горизонтів дозволить визначитися зі збільшенням енергоефективності Шебелинського родовища та забезпечить зменшення ризиків інвестиційних надходжень в розвиток інфраструктури.

3) Формування методів виявлення та вдосконалення розробки газових родовищ, з можливим відновленням запасів газу.

Список використаних джерел: 1. Кривуля С.В. Терещенко В.О. Особливості геологічної будови, нароцування запасів та розробка великих родовищ у відкладах P_1 - C_3 в ДДЗ на прикладі Шебелинського газоконденсатного родовища / С.В. Кривуля, В.О. Терещенко // Вісник ХНУ. - 2012. - №1033. - С. 15-82. 2. Фик І.М. к вопросу обводнения Шебелинского месторождения / І.М. Фик, В.С. Григор'єв, Д.Р. Сороченко // Нефтяная и газовая промышленность. - 1989. - №4. - С.26-29. 3. Фесенко Ю.Л. Стан і перспективи розробки Шебелинського газоконденсатного родовища / Ю.Л. Фесенко, Є.О. Волосник, І.М. Фик // Нафтова і газова промисловість. - 2009. № 5-6, - С. 24-28. 4. Зарицкий А.П. Перспективы основной и глубинной зон нефтегазоаккумуляции Днепровско-Донецкой впадины / А.П. Зарицкий, С.В. Кривуля, А.В. Лизанец, Е.А. Волосник // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип XXXIX. - Х.: УкрНДІгаз, 2011. - С. 11-17.

СЕКЦІЯ 1

ПОШУК ТА РОЗВІДКА НАФТОВИХ ТА ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

МОДЕЛЮВАННЯ ІСТОРІЇ РОЗВИТКУ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНУ НА ПРИКЛАДІ ПІВНІЧНО- СХІДНОГО БОРТУ

І.О. Стрельцова, аспірант
Інститут геологічних наук НАН України
(кер. чл.-кор. НАН України С.Б.Шехунова)

І.В. Віршило, к.геол.н.
ІНІ «Інститут геології» КНУ ім. Тараса Шевченка

Анотпція. В роботі наводяться результати кількісного моделювання історії занурення та пов'язаної з цим нафтогазогенерації північно-східного борту Дніпровсько-Донецького басейну з використанням програмного забезпечення Schlumberger PetroMod. Показано, що основні материнські породи цього регіону досягли зрілості щонайменше у мезозойський час та генерували переважно газ.

Ключові слова: Дніпровсько-Донецька западина, генерація вуглеводнів, моделювання історії занурення.

При дослідженнях осадових басейнів вкрай важливим є встановлення не тільки просторових закономірностей в досліджуваних товщах, але й історія їх перетворення протягом всього часу існування даної території. На сьогодні у нафтовій геології розроблені такі інструменти, що допомагають дослідникам оцінювати історію окремого пласта в контексті всієї історії басейну та отримувати багато кількісних показників.

В процесі досліджень пермських відкладів першочерговою задачею став аналіз ролі цих відкладів у розвитку Дніпровсько-Донецької западини у розрізі нафтогазоносної системи. Для аналізу було обрано ділянку Дніпровсько-Донецької западини в межах Аркушу М-37-ХІХ Харків Державної геологічної карти України. Під час роботи було виділено основні регіональні елементи нафтогазоносної системи: материнські породи, колектори, покришки,

характерні для даної території. Основним результатом роботи стала модель історії занурення та термічного розвитку, наведена на рис.1 та графіки палеотемператур, палеоглибин та теплового потоку (рис.2-4). Ці дані дають можливість проаналізувати умови формування даного басейну та зробити висновок про перспективи нафтогазоносності досліджуваної території.

Досліджувана територія розташована у східній частині Дніпровсько-Донецької западини (далі – ДДЗ), основним геоструктурним елементом якої є північно-східний борт западини і Дніпровсько-Донецький грабен, представлений прибортовою та осьовою зонами [1].

ДДЗ в тектонічному плані являється рифтовою структурою, етап розвитку якої розпочався у середньому девоні і продовжувався до раннього візею. Також значним етапом в історії геологічного розвитку ДДЗ було інтенсивне соленакопичення в девоні. В кінці фаменського часу відбувається короткочасне підняття більшої частини рифту, що призвело до початку формування солянокупольних структур регіону. В турнейський і раньовізейський час продовжується прогинання і формування рифту, але швидкість прогинання вже значно менша у порівнянні з девоном, що свідчить про стабілізацію тектонічної обстановки. Пізньовізейський час характеризується початком розвитку Дніпровсько-Донецької западини - утворення западини, накладеної на девонсько-раньовізейський рифт, тобто формування Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецького авлокогену. В цей час відбувається інтенсивне осадконакопичення теригенних відкладів. В середині пізнього карбону формується Донецька складчаста структура, що призводить до повної ізоляції басейну осадконакопичення. В результаті цього в раньопермський час накопичилась потужна товща кам'яної солі.

Наступна стадія пост-рифтового етапу розвитку западини (пізня пермь та тріас) характеризується прогинанням і накопиченням червоноколірних континентальних утворень. Формування юрських та крейдових відкладів відбувалось в умовах постійної зміни палеогеографічної обстановки, викликаною зміною тектонічного режиму. Чергування морських,

континентальних і субконтинентальних відкладів характерно для всього мезозою [2].

Моделювання нафтогазоносних басейнів дозволяє оцінити перспективи по мінімальній кількості даних, лише аналізуючи історію геологічного розвитку, умови осадконакопичення та літологічний склад основних елементів нафтогазоносних комплексів. В даній роботі використовувались виключно літературні вихідні дані, що свідчить про можливість моделювання та оцінки маловивчених територій.

На досліджуваній території материнські породи представлені такими товщами: 1) Серпуховські відклади нижнього карбону (луценківська світа), складені аргілітами с з вуглефікованим рослинним детритом. Показники загального вмісту органічного вуглецю (Total Organic Carbon, TOC) прийняті 2% та водневого індексу (Hydrogen Index, HI) - 300,0 мг вуглеводнів на грам органічного вуглецю (mgHC/gTOC) [3]. 2) Московський ярус верхнього карбону, складений вугленосно-теригенними породами з прошарками вугілля та вапняків. Показники TOC прийняті 1,5% та HI 300,0 mgHC/gTOC [3]

Органічна речовина в материнських породах відноситься до II та III типу керогену[3], що підтверджується даними по експлуатації вже існуючих родовищ в цьому регіоні, так як в основному тут видобувається природний газ і конденсат [1].

Колектори представлені пісковиками та алевролітами карбону та нижньої пермі. Основні покришки – це глини, аргіліти карбону та солі пермі.

Результатом моделювання стала модель історії термічного розвитку, графіки палеоглибин, палеотемператур та розповсюдження теплового потоку. Аналізуючи модель термічного розвитку, можна виділити період найбільшого опускання– це початок пермі та палеоген.

Відповідно до графіків палеотемператур та палеоглибин, басейн має неоднорідну історію геологічного розвитку, часто змінювались умови осадконакопичення, що призвело до значної різноманітності літологічного

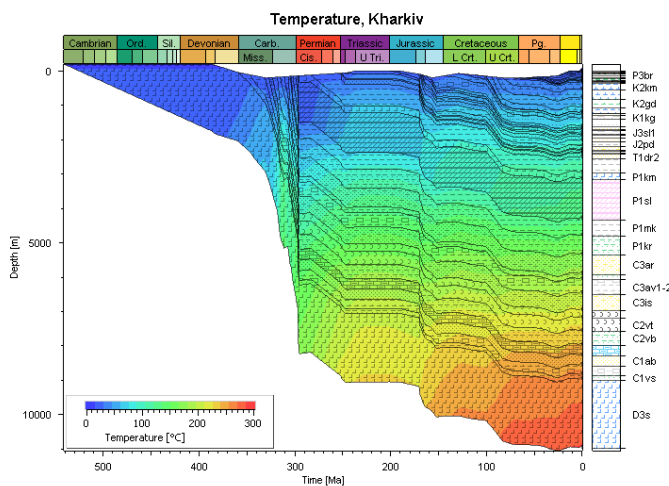


Рис. 1. Одновимірна модель історії занурення та термічного розвитку басейну

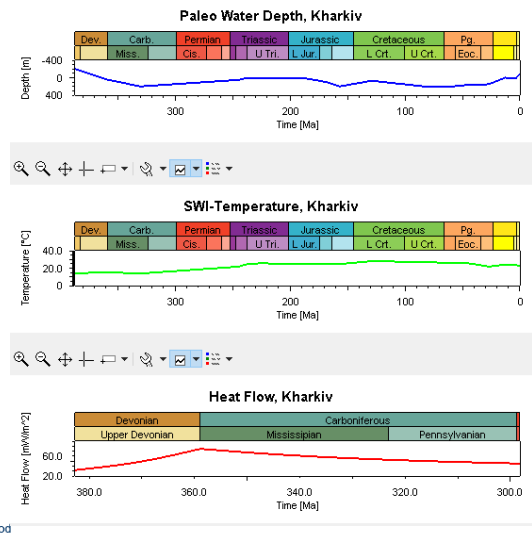


Рис. 2. Графіки палеогеографічних умов: 1) палеоглибин моря в метрах; 2) палеотемператур у градусах Цельсія; 3) палеотеплового потоку у mW/m^2

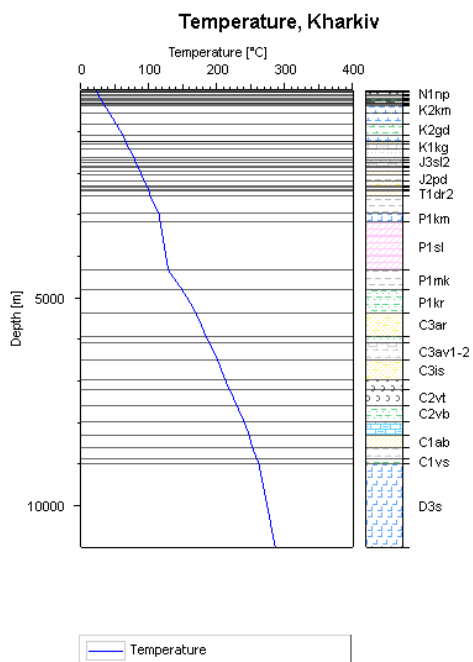


Рис. 3. Зміна температури з глибиною.

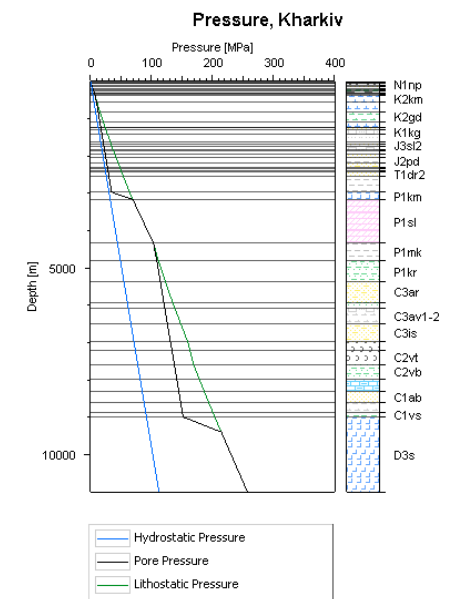


Рис. 4. Зміна тиску з глибиною

розрізу. Щодо теплового потоку, то найбільший його показник був в кінці девону, це пов'язано з початком розвитку рифтової структури.

Також в результаті моделювання були отримані графіки зміни температур та тиску з глибиною (рис.3-4). На графіку температури видно зменшення градієнту температури, пов'язане з пермськими переважно евапоритовими

відкладами і на цих же глибинах (3000-3200 метрів) відбувається зміна закономірності порового тиску, який наближається до літостатичного. Цей пермський «екран» створює сприятливі умови для зберігання утворених пасток, проте може додавати ризики аномально високих пластових тисків для карбонових товщ.

Проведене моделювання показує виконання всіх умов для повного перетворення органічної речовини у карбонових материнських породах регіону. Проведена оцінка показує високий потенціал нафтогазоносності північно-східного борту ДДЗ, що робить доцільним подальше його дослідження.

Автори висловлюють подяку Schlumberger за надану академічну ліцензію та за багаторічну підтримку подібних досліджень в Інституті геології Київського національного університету імені Тараса Шевченка.

Список використаних джерел: 1. Ю.А. Борисенко. Державна геологічна карта України. Дніпровсько-Донецька серія. Аркуш М-37-ХІХ // А.В. Горячев, Ю.О. Литвиненко, Г.Ю. Мирка, І.О. Москаленко, Л.Г. Москаленко, М.Г. Рудий, В.В. Яковлев – К. :КП «ПІВДЕНЕКОГЕОЦЕНТР», 2008 – 116 с. 2. Кабишев Б.П. Геологія і нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини / П.Ф. Шпак, О.Д. Білик і ін. – К. : Наук. думка, 1989. – 204 с. 3. Oil/gas – source rock correlations in the Dniepr-Donets Basin (Ukraine): New insights into the petroleum system - D. Misch, R.F. Sachsenhofer, A. Bechtel, R. Gratrер, D. Gross, V. Makogan. – Marine and Petroleum Geology 67, 2015 – 720-742 p.

ЛІТОЛОГО-СТРАТИГРАФІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ НАВТОГАЗОНОСНОСИХ ВІДКЛАДІВ ДЕВОНУ ПЕРЕМИШЛЯНСЬКОГО БЛОКУ

С.Л. Киселевич, магістр
ННІ «Інститут геології» Київський національний університет
імені Тараса Шевченка
(кер. д.г.н., ст.наук.співроб. Н.В. Вергельська)

Анотація. Основними типами навтогазоносних відкладів девону Перемишлянського блоку є вапняк із значним вмістом органічних решток, аргіліт із органічними рештками, аргіліт алевритистий, пісковик середньозернистий кварцовий, базальт та зливний кварцитовидний пісковик, які представлені вторинними поровими колекторами.

Ключові слова: перемишлянський блок, девон, колектори, навтогазоносність, газонасність.

За сучасними навтогазогеологічним районуванням територія Перемишлянського блоку відноситься до Карпатської навтогазоносної провінції, складовими частинами якої є Передкарпатська навтогазоносна область з Більче-Волицьким районом і Волино-Подільською областю у складі Волинського навтогазоносного й Бузького промислового районів [1]. Окрім того, на площі Передкарпатської газонасної області виявлено ряд газопроявів. Волино-Подільська навтогазоносна область за складом та колекторськими властивостями порід, гідрохімічними показниками пластових вод відносно високо оцінюється на перспективи вуглеводневої сировини девонського глинисто-піщаного комплексу. Основою для якого було відкриття в 1964р. у девонських відкладах на площі Великі Мости газового покладу і виявлення прямих ознак газонасності в ряді інших свердловин та одноіменного вугільного родовища [1].

У зв'язку із перспективністю девонських відкладів на родовища вуглеводнів, зокрема на газонасність, була пробурена Перемишлянська свердловина. До цього часу розріз девонських відкладів не розкривався повністю свердловинами.

Великомостівське газове та вугільне родовища [1, 2] приурочені до піднасувної брахiantиклінальної складки на північному заході Белз-Балучинської дислокації. Вона має північно-західне простягання, перекрите дислокацією, але, у свою чергу, є дугою, яка пов'язана з розривом меншої амплітуди. У покрівлі середнього девону розміри складки – 7,0х2,8км при висоті 80 м. У розрізі девону виявлено два продуктивних горизонти: нижній – у теригенних відкладах Дністровської серії нижнього девону і верхній – у тріщино-кавернозних утвореннях середнього девону. Поклади пластові. Тип колектору поровий, середнє значення пористості – 7,5%, середня ефективна потужність – 8,2 м. Екраном є доломіт-ангідритова пачка лопушанської світи. Пластовий тиск – 25,59 МПа. Початкові дебіти свердловин абсолютно вільні – 64,5–10 тис. м³/добу. Газ практично безконденсатний, складається з метану (91–94 %) при незначних кількостях інших компонентів. Другий поклад вивчено недостатньо, в той час, дебіти якого досягли 63 тис. м³/добу. Невеликі припливи газу було одержано з брахіоподових вапняків вовчанської світи середнього девону. Газ ясенівської світи характеризується меншим вмістом метану (до 88%), але в ньому підвищується роль етану (до 6,9%).

Основними породами, які визначені як нафтогазоносні у дослідженому розрізі відкладів девону Перемишлянського блоку: вапняк прихованокристалічний доломітизований із значним вмістом органічних решток, аргіліт тонкошаруватий із домішкою алеврит-піщаного матеріалу та органічними рештками, аргіліт алевритистий, пісковик середньозернистий кварцовий на гідрослюдисто-кварцовому цементі, базальт мигдалекам'яний альбітизований та зливний кварцитовидний пісковик із дрібно-шаруватим пісковиком.

Вапняк прихованокристалічний доломітизований із значним вмістом органічних решток (глибина 501,3м) складається із мікрокристалічного кальциту (40%), доломіту (30%), органічних решток (25%) та гідроксиду заліза (5%). Органічні рештки розподіляються в об'ємі вапняку вкрай неоднорідно, концентруючись на окремих ділянках та надаючи їм органігенної

структури. Ділянки на яких розвивається аутигенний (новоутворений або вторинний) доломіт відрізняються дрібнозернистою кристалічною структурою з елементами реліктової пелітоморфної та органогенної.

Аргіліт тонкошаруватий із домішкою алеврит-піщаного матеріалу та органічними рештками (інтервал 2383-2393 м) складений породами із прошарками гідрослюдистого (?) аргіліту. Аргілітові прошарки постійно містять домішки, які представлені: уламковим алевритовим матеріалом, вуглистою речовиною, а також карбонатами кальцію та органічним детритом.

Аргіліт алевритистий (інтервал 3500-3503м) у складі якого домінує глинистий мінерал – гідрослюда. Алевритова фракція представлена гострокутними уламками кварцу розмірності – 0,05-0,1мм. Мінеральний склад: глиниста складова (89%), уламки кварцу алевритової розмірності (10%), непрозора речовина (1%).

Пісковик середньозернистий кварцовий на гідрослюдисто-кварцовому цементі (інтервал 3589-3600 м) складається із напівобкатаних уламків кварцу місцями спотворені явищами регенерації. Загальний вміст уламків 85%, в їх складі різко домінує монокристалічний кварц. Цементуюча маса досліджуваного пісковика має гідрослюдисто-кварцовий склад та характеризується поровим типом цементації. Вторинний кварц цементуючої маси належить до регенераційного типу. Мінеральний склад: уламки – кварц (75%), мусковіт (менше 2%), акцесорні мінерали (циркон, апатит, турмалін – разом менше 1%), цементуюча маса – регенераційний кварц (20%), гідрослюда (4%).

Базальт мигдалекам'яний альбітизований (інтервал 3960,21-3960,63 м), мінеральний склад якого: фенокристи – плагіоклаз (5–20%); загальна маса – мікроліти плагіоклазу (50%), мікроліти клинопіроксену (10–35%), вулканічне скло та тонкодисперсний гематит (15–20%), апоолівінові псевдоморфози та хлорит (<1%).

Зливний кварцитовидний пісковик із дрібно-шаруватим пісковиком (інтервал 3960,21-3960,63 м) Представлені напівобкатаними зернами кварцу із

первинними розмірами 0,1-0,2мм. Реліктова форма та розмір уламків кварцу дещо спотворені регенерацією. Крім кварцу, місцями зустрічаються невеличкі, 0,1-0,2мм, обкатані літокласти глинистих порід, які складені мікролускуватим агрегатом мінералів із групи каолініту. Мінеральний склад: уламковий кварц (67%), регенераційний кварц (30%), карбонати (3%), літоїдні уламки (<1%).

Колектори девонських відкладів мають значний вторинний вплив та представлені поровим типом, які зустрічаються у всіх визначених породах досліджуваного розрізу. Основними типами порід розрізу є вапняк із значним вмістом органічних решток, аргіліт органічними рештками, аргіліт алевритистий, пісковик середньозернистий кварцовий, базальт мигдалекам'яний альбітизований та зливний кварцитовидний пісковик.

Список використаних джерел: 1. Бержинская Л.Ф. Геологический отчет о результатах структурно-поискового бурения на Перемышлянской площади Львовской области УССР, проведенного в 1984-1986 гг. Львів: Фонди ДП "Західукргеологія", 1972 р. – 350 с. 2. Лівенцева Г.А. Особливості геологічної будови та перспективи подальшого освоєння Львівсько-Волинського басейну / Г.А. Лівенцева // – Геологічний журнал, 2015. – №1(350) – С. 35-44.

ФАЦІЇ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТУ А-7¹ КОБЗІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА (ГКР)

О.О. Клевцов, Я.О. Раєвський
Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна

Анотація. Робота присвячена виділенню фацій в межах продуктивного горизонту А-7¹ Кобзівського ГКР. Виділено 6 фацій. Встановлені перспективні фації для пошуку вуглеводнів.

Ключові слова: брахіантиклінальна складка, горизонт, берегові вали, пісковик, форамініфери, фація.

Кобзівське ГКР знаходиться на території Красноградського та Кегичівського районів Харківської області.

В геологічній будові продуктивного горизонту А-7¹ беруть участь піщано-алевроліто-глинисті відклади, які належать до меліхівської пачки картамишської світи асельського ярусу нижньої пермі.

В тектонічному відношенні Кобзівське ГКР знаходиться в межах приосьової частини центрального грабену Дніпровсько-Донецької западини. На цій території в продуктивному горизонті А-7¹ виділено 6 фації, які встановлені за такими характеристиками: комбінацією літологічних різновидів порід та їх текстурами. Всі фації мають морський генезис, що встановлено на підставі знайдених у цих відкладах форамініфер [1–5].

Ми провели літолого-фаціальний аналіз відкладів продуктивного горизонту А-7¹ і встановили такі фації: 1) мілководного шельфу (МШ1) (великі глибини); 2) мілководного шельфу (МШ2) (середні та великі глибини); 3) мілководного шельфу (МШ3) (середні глибини); 4) мілководного шельфу (МШ4) (від малих глибин до великих глибин); 5) берегових валів (БВ) (малі глибини); 6) перехідна фація від лагунної до мілководного шельфу (МШ4-Л) (від мілководдя до великих глибин) (рис. 1).

Аналізуючи рис. 1 встановлено, що:

Фація МШ1 розвинена на північному-заході території Кобзівського ГКР та її центрі. Ця фація виділена за такими характеристиками: а) перешарування аргилітів та глин; б) відмічені горизонтально-шаруваті, полого-хвилясто-шаруваті та комкуваті текстури.

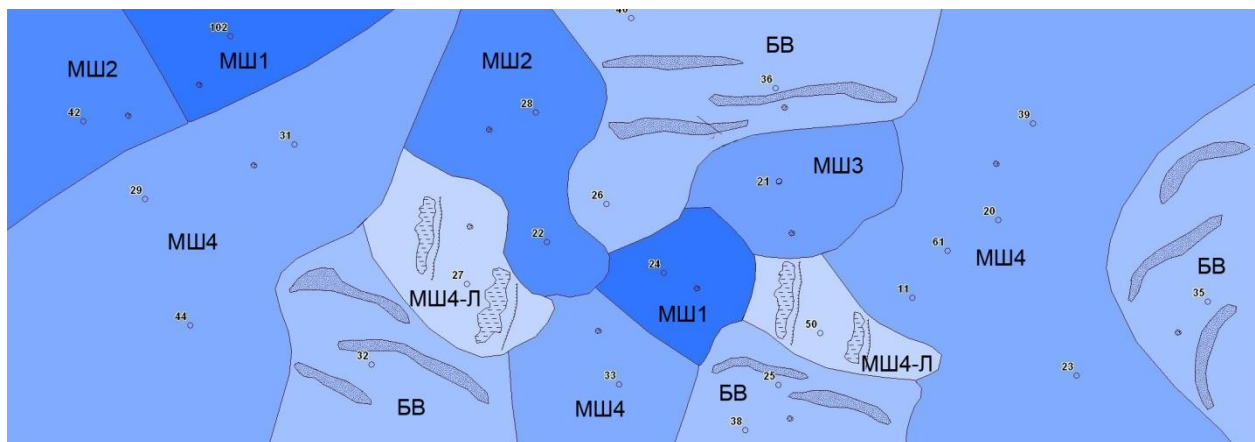


Рис. 1. Літолого-фаціальна карта горизонту А-7² (P_I^{mch} кт) Кобзівського газоконденсатного родовища.

Умовні позначення: МШ1 – мілководного шельфу 1, МШ2 – мілководного шельфу 2, МШ3 – мілководного шельфу 3, МШ4 – мілководного шельфу 4, БВ – берегових валів, МШ4-Л – перехідна фація від мілководного шельфу 4 до лагунної, о – форамініфери.

Фація МШ2 розвинена на північному заході та півночі території. Ця фація виділена за такими характеристиками: а) перешарування аргилітів глин та алевролітів; б) відмічені горизонтально-шаруваті, полого-хвилясто-шаруваті, комкуваті та перехресно-хвилясто-шаруваті текстури.

Фація МШ3 виділена в центрі території. Ця фація характеризується такими даними: а) перешарування алевролітів; б) виявлені полого-хвилясто-шаруваті текстури.

Фація МШ4 знаходиться на заході, півдні та сході території ГКР. Ця фація виділена за такими характеристиками: а) перешарування аргилітів, глин, алевролітів та пісковиків; б) виявлені горизонтально-шаруваті, полого-хвилясто-шаруваті, перехресно-хвилясто-шаруваті та косо-шаруваті текстури, також в свердловині №11 були виявлені відбитки бризків мілководдя на алевроліті.

Фація БВ розвинена в центральній частині, заході та на сході території ГКР. Ця фація виділена за такими характеристиками: а) перешарування аргилітів, глин та пісковиків; б) виявлені горизонтально-шаруваті, полого-хвилясто-шаруваті, перехресно-хвилясто-шаруваті та косо-шаруваті текстури.

Перехідна фація МШ4-Л розвинена в центральній частині території. Ця фація виділена за такими даними: а) перешарування аргилітів, глин, алевролітів, пісковиків та доломітів; б) виявлені горизонтально-шаруваті, полого-хвилясто-шаруваті, перехресно-хвилясто-шаруваті, косо-хвилясто-шаруваті, косо-шаруваті текстури.

В межах території досліджень в меліхівському часі формування (горизонт А-7¹) асельському віці ранньої пермі простежується ймовірність близькості суші на південному-заході, півдні, сході та півночі. Ці території відповідають позитивним структурам, які формувалися на сусідніх територіях одночасно з Кобзівською структурою.

На нашу думку перспективними фаціями для пошуку вуглеводнів на Кобзівському ГКР є: БВ, МШ4-Л, МШ4 та МШ3, а фації МШ2 та МШ1 – неперспективні [1–5].

Немає чіткої закономірності між розташуванням фацій та положенням брахіантиклінальної структури.

Список використаних джерел: 1. Державина Н.Г. Атлас текстур и структур осадочных горных пород. Часть I. Обломочные и глинистые породы / Н.Г. Державина. – М. : Госгеолтехиздат, 1962. – 539 с. 2. Заріцький П.В. Геологія з основами мінералогії. Підручник / [П.В. Заріцький, Д. Г. Тихоненко, М.О. Горін та ін.] – Х. : Майдан, 2009. – 584 с. 3. Звіт про науково-дослідну роботу описання керну пошуково-розвідувальних свердловин ДК «Укргазвидобування» і відбір зразків та аналіз літологічного і фаціального складу, фізичних і колекторських властивостей порід, створення бази даних по керну (за 2002, 2003, 2004, 2005, 2006, 2008, 2009, 2010, 2011 р.р.) Керівники: А. Лизанець, С. Поверенний та ін. 4. Крашенинников Г.Ф. Учение о фациях: учеб. пособие / Г.Ф. Крашенинников. – М. : Высшая школа, 1971. – 365 с. 5. Прошляков Б.К. Литология и литолого-фациальный анализ / Б.К. Прошляков, В.Г. Кузнецов. – М. : Недра, 1981. – 284 с.

ГЕОЛОГІЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ: СТАН І ПЕРСПЕКТИВИ

**С.Г. Козирець, студент
Національного Технічного Університету
«Харківський Політехнічний Інститут»
(кер. д.т.н., проф. В.С. Білецький)**

Анотація. Охарактеризовано актуальність, сучасний стан і перспективи геологічного комп'ютерного моделювання. Показано, що моделювання родовищ нафти і газу – незамінний інструмент управління родовищами і один з найважливіших аспектів програмного уявлення свердловини і прив'язки свердловини до пластів. Подано приклад моделювання родовища на етапі інтерпретації даних сейсмічної розвідки.

Ключові слова: геологічне комп'ютерне моделювання, нафтове родовище, газове родовище, вихідні дані, сейсмічна розвідка.

Проблема та стан її вирішення: На сьогодні, для пошуку та вилучення вуглеводнів потрібно мати точну та детальну модель родовища. Провідні

компанії світу використовують для таких цілей тривимірне комп'ютерне моделювання. Україна ж знаходиться лише на початку свого шляху до вирішення цього питання.

Метою даної роботи є привернення уваги до проблеми розвитку геологічного моделювання в Україні та розкриття 3D-моделювання, як одного з найперспективніших напрямів у нафтогазовій галузі.

Виклад основного матеріалу: Побудова тривимірних цифрових геологічних моделей нині вже стала природною складовою технологічних процесів обґрунтування буріння свердловин і складання планів розробки родовищ вуглеводнів. Значною мірою це пов'язано з новими технологіями видобутку, наприклад, бурінням горизонтальних свердловин. Таким чином, тривимірна модель дає змогу інженерам охопити значну кількість даних, що сприяє більш точному проектуванню подальшої роботи родовища.

Розрізняють два види моделей: геологічні та гідродинамічні.

Для побудови статичної тривимірної геологічної моделі потрібно мати набір вхідних даних, основні з яких:

- Координати гирл свердловин та інклінометрія
- Інформація про контакти «флюїд-порода»
- Характеристики колекторів та вмісні гірські породи, дані про водонафтовий, газонафтовий, газоводяний контакти
- Стратиграфія
- Сейсмічні дані
- Результати геофізичних досліджень в свердловинах
- Загальні геологічні дані

На рисунку 1 показано процес створення моделі родовища на етапі інтерпретації даних сейсмічної розвідки.

Геологічна модель дозволяє вирішувати такі питання, як: підрахунок та уточнення запасів, створення проектів пошуку, розвідки та розбурювання родовищ.

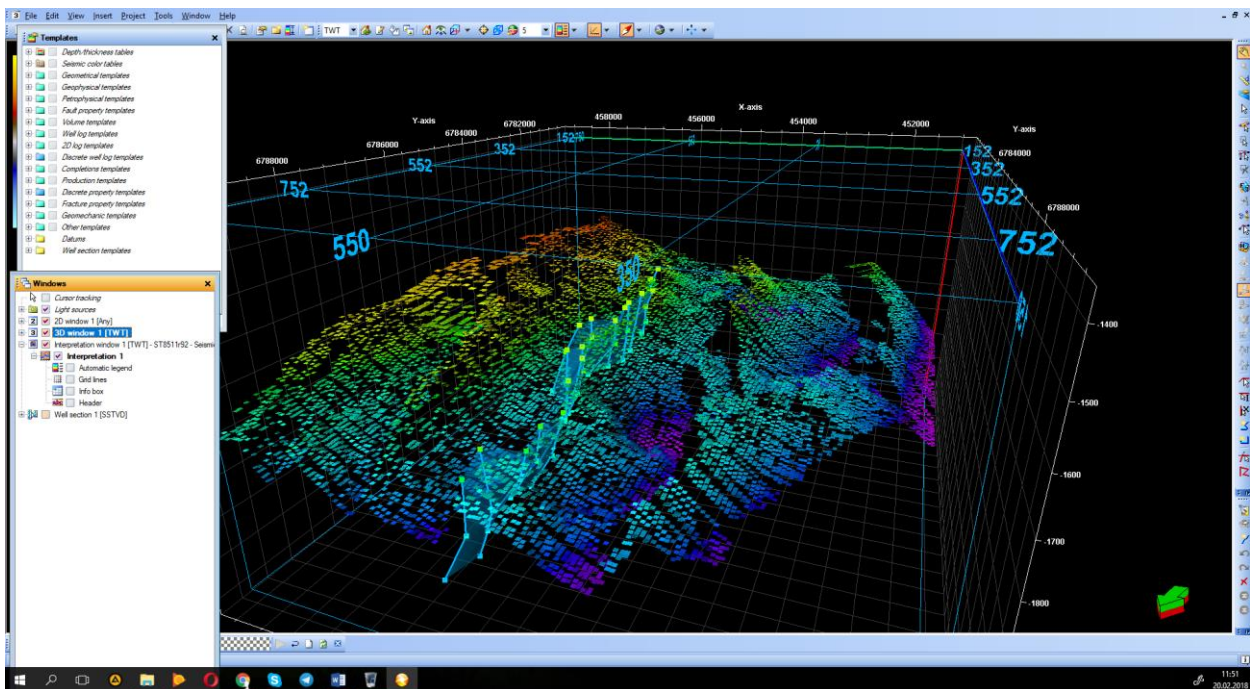


Рис. 1. Моделі родовища на етапі інтерпретації даних сейсмічної розвідки.

Гідродинамічні моделі використовують для вирішення дещо іншого спектру задач. Така модель дає змогу в динаміці відстежувати процес відбору запасів, точніше прогнозувати майбутній відбір продукції, моделювати геолого-технічні заходи з інтенсифікації видобутку та більш зважено підходити до вибору раціонального варіанту розробки родовища. На заключному етапі моделювання, у міру накопичення інформації про об'єкт, модель пласта уточнюється, вдосконалюється, відображає нову інформацію про технологічні рішення, застосовувані на родовищі, і може використовуватися для подальшого управління процесом розробки.

Гідродинамічне моделювання застосовується не тільки для вирішення проблем прогнозування, контролю та управління процесом розробки пласта, хоча саме в цьому полягає основне комерційне використання моделей і відповідних програмних продуктів. Найважливішими сферами застосування

математичного моделювання є: рішення так званих обернених задач по уточненню будови і властивостей пласта шляхом відтворення історії розробки, оброблення результатів дослідження свердловин, вивчення процесів витіснення на керні і визначення фазових проникностей, вирішення дослідницьких завдань теорії фільтрації, таких як створення моделей течії в неоднорідних і тріщинувато-порових середовищах, вивчення механізмів впливу на пласт.

Лідерами в розробці програмного забезпечення для моделювання являються Schlumberger, Landmark Graphics та Roxar Software Solutions. Ця трійка компаній тримає левову долю ринку та є найвідомішими у світі. Однак крім них також існує ряд інших фірм, що поставляють програмне забезпечення: Smedvig Technologies, Roxar Software Solutions, Western Atlas, Landmark Graphics, Paradigm Geophysical, CogniSeis, CGG Petrosystems, PGS Tigress, Seismic Microtechnology, GeoMatic, Quick look, Tigress, Western Atlas, DV-Geo.

Використання структурних та динамічних моделей не лише дає змогу вирішувати проблеми конкретних родовищ, а й, зважаючи на успіхи в сфері ІТ-технологій, створює підґрунтя для розвитку галузі в цілому. Так в 2016 році канадська компанія **«SGS Geostat»** здобула перемогу в конкурсі **«Gold Rush Challenge»**. Обробивши дані вже відомих покладів за допомогою машинного навчання, вони вказали на місце розташування нового, ще не відкритого родовища. В компанії **«Integra Gold»**, що займалася організацією конкурсу, заявили, що результати даної роботи будуть використані для найскорішого початку бурових робіт.

В провідних західних країнах геологічне моделювання є обов'язковим інструментом, без якого не ведеться розробка жодного родовища та не буряться нові свердловини.

Висновки. Моделювання родовищ нафти і газу – незамінний інструмент управління родовищами і один з найважливіших аспектів програмного уявлення свердловини і прив'язки свердловини до пластів.

Список використаної літератури: 1. Хакимова А. С. Основные этапы геологического моделирования месторождений нефти и газа / А. С. Хакимова. // Символ

науки. – 2016. – №8. – С. 35–36. 2. Mason Buettner. SGS Geostat wins Integra Gold Corp's Gold Rush Challenge / Mason Buettner. // Canadian Mining & Energy. – 2016. 3. Erik Ronald. Rules of Thumb for Geological Modeling / Erik Ronald. // Mining Geology HQ. – 2017.

СТРУКТУРНІ КРИТЕРІЇ ПРОГНОЗУВАННЯ ТА ПОШУКУ ВУГЛЕВОДНІВ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

М.К. Моїсєєва, студентка
Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна

Анотація. Розглянуто основні структурні критерії для оцінювання та пошуку вуглеводнів Дніпровсько-Донецької западини. Приведені приклади родовищ згідно з критерієм.

Ключові слова: структурні критерії, вуглеводні, нафтогазоносність, Дніпровсько-Донецька западина.

Структурні критерії слугують для оцінювання перспективи нафтогазоносності певних територій з погляду сучасної будови досліджуваного об'єкта. Вони практично визначають величину потенційних ресурсів нафти і газу, закономірності їх просторового розміщення.

Першим критерієм є наявність сприятливих структур для нафти і газу. Майже 80% виявлених запасів належать до антиклінальних пасток. Для антиклінальних складок (Шебелинська, Співаківська, Єфремівська, Кобзівська) покрівельні флюїдоупори зумовлюють формування склепінних пасток. Для Єфремівської і Кобзівської складок формування пасткових умов є суттєво відмінним. У ДДЗ на даний час відомі родовища, пов'язані з різноманітними літологічними, стратиграфічними та комбінованими пастками у неантиклінальних умовах. Верхньовізейський комплекс з 332 покладами 119 родовищ (26,4% розвіданих запасів вуглеводнів) є регіонально поширеним. Саме з ним пов'язано більшість відкритих покладів неантиклинального типу. Для верхньовізейських відкладів є типовою літологічна пастка Волошковського родовища, яке розташоване у північній частині Сребненського прогину на площі, яка у тектонічному відношенні представляє слабо виражену незамкнену

структурну форму типу тераси. Більшість відкритих покладів нафти та газу в породах фундаменту приурочено переважно до тріщинуватих колекторів. Саме зони розвитку розуцільнених порід-колекторів і є осередками акумуляції вуглеводнів з навколишніх осадових нафтогазовиробничих товщ. Згідно з нашими уявленнями, формування зон розуцільнених тріщинуватих порід фундаменту відбувається під впливом статичних і динамічних внутрішніх і зовнішніх напружень при відносно швидкому зниженні тиску і температури, який супроводжується імпульсом енергії, що виділяється, який і є першопричиною руйнування, тобто розуцільненням порід. Один із прикладів це Юліївське газоконденсатне родовище, яке розташоване на північному борту западини, в 16 км від пгт. Валки. Відкрито в 1987 р, спочатку промисловий приплив УВ був отриманий з розуцільнених порід фундаменту в масиві кристалічних утворень на глибині 172-336 м від поверхні докембрійських порід фундаменту. Пізніше з кори вивітрювання фундаменту також було отримано промисловий приплив. Розмір структурно-тектонічної зони 20×4 км, висота 300 м. У ній виділені Мерчіковський, Юліївський, Добропільський і Золочівський локальні склепіння, розділені поперечними скидами. Фахівці, що вивчали історію пошуково-розвідувальних досліджень, часто підкреслюють випадковий характер виявлення вуглеводневих скупчень (В. І. Созанський та ін., 1990; Б. П. Кабиш, 2002; В. Г. Космачов, 2005). Правильніше говорити, що прямі прояви нафти стали «побічним результатом» вивчення Роменського району. У статті Н. С. Шатського (1931), який формулював уявлення про тектонічну природу соляних штоків в ДДЗ, містяться нагадування про те, що з такими структурами в інших регіонах відомі скупчення калійних солей, а іноді нафти і сірки. Свердловиною, яка бурилась в 1932 році у м.Ромни на гіпс, була розкрита штокова сіль, що підтверджувало ідею солянокупольної тектоніки і стало основою для прогнозу нафтоносності району [1,2,3].

Розглянуто основні типові структурні критерії для прогнозування та пошуку вуглеводнів Дніпровсько-Донецької западини. Це наявність

сприятливих структур для нафти і газу, наявність зон розущільнення та солянокупольної тектоніки.

Список використаних джерел: 1. Арсирій Ю.А. та ін. Геологія і нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини. Нафтогазоносність. – Київ: Наукова Думка, 1989. – 204с. 2. Височанський І. В. Структури–пастки нафти і газу платформних регіонів (на прикладі Дніпровсько- Донецької западини) [Текст] / І. В. Височанський // Дис. ... доктора геол.-мін. наук. – Львів, 1994. – 60 с. 3. Соловйов В.О. та ін. Геологія і нафтогазоносність України: Навчальний і довідковий посібник. - Харків: Курсор, 2007. – 294с.

НАДХОДЖЕННЯ БІОГЕННОГО МАТЕРІАЛУ В БЕРЕГОВУ ЗОНУ АЗОВСЬКОГО МОРЯ ЯК ФАКТОР СТАБІЛЬНОСТІ АКУМУЛЯТИВНИХ ФОРМ ПІВНІЧНОГО ПРИАЗОВ'Я

О.В. Непша, пошукач
Мелітопольський державний педагогічний університет
імені Б. Хмельницького
(кер. д.г.н., проф. Л.М. Даценко)

Анотація. Стабільність нинішніх кіс, пересипів та пляжів Північного Приазов'я, як і більш давніх акумуляцій визначається рядом факторів, без врахування яких неможливе обґрунтування рекомендацій по їх захисту. До таких факторів відноситься і надходження біогенного матеріалу.

Ключові слова: акумулятивні тіла, Північне Приазов'я, біогенний матеріал, мушлі, детрит.

В будові акумулятивних тіл Північного Приазов'я (коси, пересипи, пляжі) біогенний матеріал має значні об'єми [2,3,5]. Високий вміст біогенного матеріалу в косах Приазов'я є однією із складових їх стійкості до розмиву. Кількість же цього матеріалу залежить від щорічного росту маси бентосних молюсків (*Cardium*, *Cerithium*), на який впливає наявність зимових заморів, замулювання і захоронення під надвисокими об'ємами пелітового матеріалу, забруднення морської води, тривалості штормового хвилювання і звичайно людська діяльність в береговій зоні. Як приклад можна навести особливо несприятливі для бентосу умови в 1960-1969 рр., пов'язані із сильними

пиловими бурями та заморами. В декілька разів знизилась продуктивність *Cardium Edule*. При покращанні умов через 10 років продуктивність бентосу зросла в 3 рази. До подібних сценаріїв можна віднести періоди підвищення сонячної активності, коли частими є сильні штормові нагони і в берегову зону (в деякі роки) попадає близько 2 млн. тон пелітового матеріалу від абразії кліфів. Зрозуміло, що цей матеріал не приймає участі в стабілізації пляжів, а прикриває шаром 10-20 сантиметровим проверстком біоценозу бентосних молюсків. Зазвичай тоді більшість молюсків гине.

За даними розрахунків [4,с.74] виходить, що за 2000 років на формування кіс поступило 4-5 млн. тон матеріалу $> 0,1$ мм/рік, з яких 2,7-3,3 млн. тон біогенного (мушлі, детрит) і 1,3-1,7 млн. тон теригенного, тобто біогенного практично в двічі більше. Якщо ж взяти до уваги постійне скорочення теригенного матеріалу через зменшення твердого стоку, то стане очевидним, що на сьогодні одним з основних факторів умовної стабілізації кіс, пересипів, пляжів є надходження біогенного матеріалу. Особливо це стосується кіс «азовського» типу, оскільки в косах Таганрозької затоки переважає теригенний матеріал (60-70%). В південно-західному напрямі частка теригенного матеріалу поступово зменшується, а біогенного збільшується. Вже в Білосарайській косі біогенного матеріалу стільки ж як і теригенного, в Бердянській переважає біогенний матеріал (60%). Ще більша частка біогенного матеріалу в косі Обитічній – 65-70% і косі Федотова – 75-80%. Максимальний же вміст біогенного матеріалу в акумулятивному тілі коси Бирючий острів – 85-90%, а в її дистальній частині і 95%. Ця частина острова примикає до глибин в 6-7 м, тобто району розвитку молюсків, звідси вони при сильному хвилюванні потрапляють безпосередньо на пляж. Така картина характерна і для дистальних частин інших кіс цим і пояснюється відносна стабільність. На глибинах менше 5 метрів присутні лише уламки мушель і детритів пісок. Відомо [4,с.75], що близько 30% мушель молюсків та їх уламків поступає на коси, 30% розчиняється і 40% поховасться в донних осадах. Погіршення умов існування молюсків в останньому столітті призвело до суттєвого зменшення

продуктивності молюсків. Зменшення ж річкового стоку призвело до прогресуючого осолонення Азовського моря, що вплинуло на розвиток популяцій *Cardium Edule*, основного постачальника мушель в берегову зону. Поступово його ніші будуть займати більші за розміром і вагою *Mytilus*, *Ostrea*, не такі масові, а для винесення в берегову зону потрібні більш потужні хвилювання.

Наявні матеріали [1] свідчать про поступове зменшення значення CaCO_3 , в Азовському морі з початку XX століття від 19,9 млн. тон. до 10,5 млн. тон в 1980 р. і 9 млн. тон. в 2000 р. Таке зменшення кількості черепашкового матеріалу безпосередньо впливає на баланс пляжеутворювального матеріалу в береговій зоні і створює певний дефіцит наносів і як наслідок розмив кіс, пересипів, пляжів.

Аналізуючи сьогоденні об'єми надходження біогенного матеріалу на коси, пересипи, пляжі, його співвідношення з об'ємом матеріалу від абразії, незаперечним є висновок про домінуючу роль біогенного чинника в їх стабілізації. Тим більше з огляду на дані [6] прогнозу зміни клімату, зарегулювання стоку, що призвело до зменшення з 1940 по 2000 роки надходження теригенного матеріалу і скоротилось в 2,5 рази.

На підводному схилі цілі мушлі та їх детрит поширені нерівномірно. Виділяється три зони: I зона переважного поширення детриту і піску – до 5-7 м глибини (в одних ділянках 5-6, інших 6-7 м). II зона переважно цілих черепашок – від 5-6 до 10-11 м. III зона ритмічного чергування проверстків мулу і черепашок – глибше 10-11 м. [1]

Тому коси, дистальні частини яких висунуті на глибини 7-8 м отримують матеріал з цілих черепашок прямо з дна. Цим і пояснюється відносна стабільність коси Бірючий острів, в зону пляжу якого поступають великі маси черепашок [2,с.45].

Згідно даних [4,с.77] кількість біогенного матеріалу в Азовському морі становить – 2,7 млрд. м^3 , що майже в два рази (1,4 млрд. м^3) перевищує

кількість теригенного матеріалу. Річний привніс бентосних мушель з дна моря складає біля 19,2 млн. тон.

Об'єм мушлі та їх детриту, які поступають із зони розвитку моллюсків ми опосередковано визначаємо наступним чином. Площа Азовського моря 39 тис. км², а площа районів Північного Приазов'я близько 3,6 тис. км² що становить 10,8-11,0% площі моря. 10% від 19,2 млн. т річного об'єму черепашкового матеріалу становить 1920 тис. т/рік. Як раніше зазначалось [4,с.76] 30% цього матеріалу розчиняється, 40% переходить в осадок і 30% поступає на формування кіс, пересипів, пляжів. Таким чином в коси, пересипи, пляжі Північного Приазов'я надходить 576 тис. т/рік, а при 11% – 532 тис. т/рік.

Надходження мушлевого матеріалу в коси Північного Приазов'я, як і його продукція в різних районах неоднакова. Ми вже зазначали, що доля в Білосарайській та Бердянській косах становить 50-60%, Обитічної – 80-90%, коси Бирючий острів – 90-95%, тому можемо опосередковано визначити надходження біогенного матеріалу в пляжну зону (підводного і надводного пляжу). Максимальне надходження на косу Бирючий острів (90-95%) пояснюється розташуванням її основи на глибинах 8-9 м, де спостерігається максимальна щільність моллюсків на квадратний метр і під час штормів вони безпосередньо потрапляють в берегову зону. Саме тому пляжі коси Бирючий острів містять максимальну кількість цілих мушель, на відміну від коси Федотова і тим більше Бердянської і Білосарайської. Наявність мушель карангатських моллюсків на пляжах коси Бирючий острів свідчить про те, що в минулому інтенсивному розмиву піддавались карангатські відклади [3,с.75].

Таким чином можемо, звичайно з долею ймовірності, стверджувати, що на пляжі Північного Приазов'я надходить близько 500-600 тис. т/рік черепашкового матеріалу, що обумовлює стабілізацію деяких ділянок берегу.

Список використаних джерел: 1. Азовское море в конце XX – начале XXI веков: геоморфология, осадконакопление, пелагические сообщества. Т. X. / Отв. ред. Г.Г. Матишов. – Апатиты: Изд-во КНЦ РАН, 2008. – 295 с. 2. Непша О.В. Про будову кіс Північного Приазов'я/О.В. Непша // Геологічний журнал. – №3, 2013. – С.44-50. 3. Непша О.В. Сучасні та реліктові акумулятивні форми рельєфу в береговій зоні Північного Приазов'я / О.В.

Непша // Геологічний журнал. №1, 2012. – С.74-77. 4. Мамыкина В.А. Современное состояние и перспективы развития аккумулятивных форм в Азовском море / В.А. Мамыкина, Ю.П. Хрусталева // Береговая зона моря. – М.: Наука, 1981. – С.73-78. 5. Північно-Західне Приазов'я: геологія, геоморфологія, геолого-геоморфологічні процеси, геоекологічний стан: монографія / Л.М. Даценко, В.В. Молодиченко, О.В. Непша та ін. – Мелітополь: Вид-во МДПУ ім. Б. Хмельницького, 2014. – С.177-228. 6. Теоретические проблемы развития морских берегов: Сборник научных трудов / Отв. ред. Хрустаев Ю.П. – М.: Наука, 1989. – 188 с.

ПОЧАТКОВІ ПЛАСТОВІ ТИСКИ І ТЕМПЕРАТУРИ

О.Д. Німець, студент

Харківський національний університет ім В. Н. Каразіна

(кер. к.геол.н. Д.К. Німець)

Анотація. Особливості розташування Кузьмичівської площі у межах північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини обумовлюють відсутність в її розрізі двох встановлених у ДДЗ зон аномально високих пластових тисків (АВПТ).

Ключові слова: АВПТ, площа, газ, фоновий тиск, пласт.

Особливості розташування Кузьмичівської площі у межах північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини обумовлюють відсутність в її розрізі двох встановлених у ДДЗ зон аномально високих пластових тисків (АВПТ): верхньої, приуроченої до нижньопермсько-верхньокам'яновугільних відкладів, і нижньої, яка поступово набуває розвитку під ізотермою 120 °С. Таким чином, пластові тиски в розрізі Кузьмичівської площі не будуть перевищувати фонові гідростатичні, аномальність яких (відношення $P_{пл}/P_{уг}$) залежить виключно від густин розвинених тут пластових вод. Невеличкі перевищення прогнозних пластових тисків над фоновими гідростатичними пов'язані з надлишковими тисками газу, обумовленими висотою покладів.

Через відсутність необхідних матеріалів (виміри пластових тисків у водонасичених частинах покладів) по Кузьмичівській площі при побудові епюри початкових пластових тисків нами використовувалися відповідні дані по Скворцівській площі. Отже, лінія розподілу початкових пластових тисків

контролюється виміром пластового тиску у водяному об'єкті в св. 4 Скворцівського родовища (інт. 3269-3272 м, баз. гор. +РС, $P_{пл3271,5} = 33,07$ МПа) та статичним рівнем (глибина 30 м, абс. відмітка +152,8 м). Побудовна лінія розподілу початкових пластових тисків описується математичним рівнянням $x = (152,8 - y) / 98,019$, де X – пластові тиски (МПа), Y – абс. відмітки. На епюру також винесені виміри пластових тисків в газонасичених частинах покладів в св. 10, 12, 13, 14, 15 Кузьмичівської площі. Помітно, що вони, переважно, розташовані ліворуч від лінії фонових тисків, $P_{пл} / P_{уг}$ менше одиниці. Виміряні тиски, вочевидь, є недовідновленими і не можуть бути використані для розрахунків.

Коефіцієнти надстисливості газу (Z) для кожного продуктивного горизонту нами розраховувалися згідно методики, викладеній у [1]. Згідно розрахунків цей параметр змінюється від 0,82 у продуктивному горизонті М-6 до 0,888 (продуктивний горизонт В-18).

Горизонтів обумовлюють незначні надлишкові тиски. Згідно з розрахунками максимальні надлишкові тиски, пораховані на покрівлю продуктивного горизонту В-18, склали 0,16 МПа.

На Кузьмичівській площі у процесі досліджень були отримані лише поодинокі виміри пластових температур. Тому, при побудові епюри пластових тисків нами використовувалася термограма, що була записана у св. 19 Скворцівського родовища. Побудована лінія розподілу пластових температур описується математичним рівнянням $x = (379 - y) / 40,808$, де X – пластові температури ($^{\circ}\text{C}$), Y – абс. відмітки. На епюру також було винесено точкові виміри пластових температур по Кузьмичівській площі. До використання точкових вимірів слід підходити обережно, бо якщо термоградієнти записуються в умовах відновленого природного геотермічного режиму при достатньому періоді спокою свердловин, то точкові виміри в силу тих чи інших факторів відображають підвищені, або, навпаки – занижені значення геотемпературного поля. У нашому випадку помітно, що більша частина точкових вимірів добре збігається з побудованою лінією розподілу пластових

температур, інша частина, вірогідно, відображає занадто високі значення геотемпературного поля з відхиленням від побудованої епюри до 14-15 °С.

Пластові температури визначалися на середини запроектованих горизонтів. Згідно з розрахунками пластові температури змінюються від 50,2 (гор. М-6) до 66,6 °С (гор. В-18).

Список використаних джерел: 1. Зотов Г. А. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Г. А. Зотов, З. С. Алиев // М.: „Недра”, 1980. – 301 с.

ТИПІЗАЦІЯ УМОВ ЗАЛЯГАННЯ СКУПЧЕНЬ ВУГЛЕВОДНІВ ПОВ’ЯЗАНИХ З СОЛЕНОСНИМИ ФОРМАЦІЯМИ ДНІПРОВСЬКО- ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

**Сюмар Н.П., Алексєєнкова М.В.
Інститут геологічних наук НАН України**

Анотація: Узагальнено найхарактерніші типи покладів нафти і газу, що пов’язані з соленосними породами. Описано особливості розміщення кожного типу пасток у зв’язку із віком продуктивної товщі.

Ключові слова: солянокупольна структура, літологічна та тектонічна пастка, криптодіапірова структура, галотектокінез, кепок, тектоно-кессонним ефект.

Соленосні товщі створюють сприятливі умови (літологічні та структурні пастки) для акумуляції вуглеводнів. В межах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) розповсюджені дві соленосні формації (верхньодевонська та нижньопермська), з якими парагенетично пов’язані розвідані нафтогазоносні родовища. В багатьох країнах (в т.ч. і в Україні) промислова розробка таких покладів проводиться успішно і економічно вигідна.

Узагальнюючи численні публікації дослідників нафтогазоносності ДДЗ та ін. регіонів [1-3] пастки умовно можна поділити на 2 типа: літологічні і тектонічні.

Соленосні породи пластового залягання створюють сприятливі умови для утворення *літологічних пасток*. Роль екрану надійно виконує кам'яна сіль, яка є майже непроникною для вуглеводнів. В межах ДДЗ такі родовища розташовані переважно в Орчиківській депресії та приурочені до краматорської, слов'янської та микитівської світ нижньої пермі. Вік продуктивної товщі може бути як нижньопермським, так і кам'яновугільним. Такий тип пасток характерний для Лесяківського, Щебелинського, Співаківського, Більського, Качанівського Сагайдацького, Рунівщинського та інші родовища південно-східної частини ДДЗ.

Тектонічні пастки переважно екрануються солянокупольними структурами. Ці типи пасток поширені майже на всій території ДДЗ і відповідають ділянкам з інтенсивними проявами галотектокінезу [4, с.68]. Поклади нафти та газу зазвичай приурочені до проникних пластів, що контактують з сіллю, або к окремим блокам на крилах солянокупольної структури. В деяких випадках скупчення вуглеводнів розміщено в склепінній частині соляного штока або у вище залягаючих породах. Виходячи з цього, тектонічний тип пасток в межах ДДЗ можна умовно розділити на декілька типів: козирковий поклад; поклад екранований скидом; поклад екранований соляним ядром; пластовий поклад над глибоко похованою криптодіапіровою структурою; а також поклад, який приурочений до кепроку солянокупольних структур. Окремий тип скупчення вуглеводнів О.Є. Лукін пов'язує з тектоно-кессонним ефектом, який спричинений процесами здійснення при режимі стиснення [3, с.49].

Родовища вуглеводнів козиркового покладу розміщені під «крилами» соляного штока. Вік продуктивної товщі може бути юрським, тріасовим, нижньопермським, кам'яновугільним, і навіть, верхньодевонським. На території ДДЗ козирковому типу відповідають Новоукраїнське, Розпашнівське, Західно-Хрестищенське, Єфремівське, Кегичівське, Решетниківське, Ланнівське, Західно-Соснівське та інші родовища (рис. 1 а).

Окрім розглянутих козиркових покладів, які пов'язані безпосередньо з солянокупольними структурами в областях розвитку галотектокінезу також спостерігаються поклади екрановані скидами - тектонічні і стратиграфічні, що зумовлені неузгодженим заляганням стратиграфічних горизонтів (рис. 1 б). Такі поклади широко розвинуті в межах ДДЗ і до них відносяться Прилуцьке, Новоукраїнське, Ярошівське, Руденківське, Голубівське, Перещепинське та інші родовища.

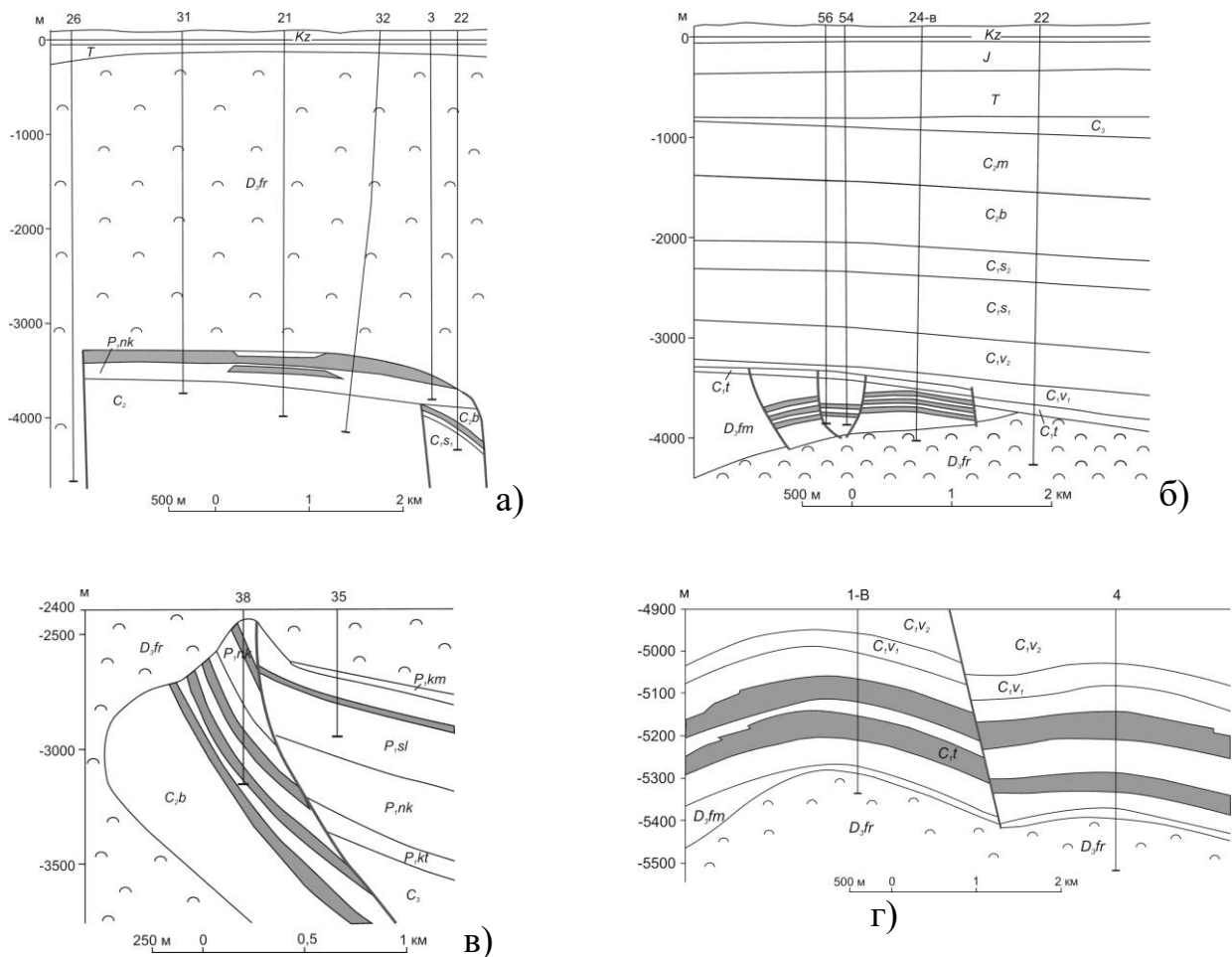


Рис. 1. Типи тектонічних пасток: а – козирковий поклад, Новоукраїнське родовище (розріз за В.П. Бородай); б – поклад екранований скидом, Личківське родовище (розріз за Т.В. Іваненко); в – поклад екранований соляним ядром, Чутівське родовище (розріз за В.П. Лещенко); г – поклад над глибоко похованою криптодіапіровою структурою, Волохівське родовище (розріз за С.В. Саботажем).

Поклади, які екрановані соляним ядром утворюються при прориві соляним тілом осадового чохла, внаслідок чого відбувається консервування проникних

продуктивних пластів поверхнею солі (рис. 1 в). Вони розташовуються на крилах штоків. Поклади зазвичай займають невелику площу, але характеризуються великим нахилом продуктивних пластів, що підіймаються до склепіння солянокупольної структури. В межах ДДЗ до цього типу можна віднести Мелехівське, Чутівське, Машівське та інші родовища.

Пластові поклади, які приурочені до горизонтів над глибоко похованими кріптодіапіровими солянокупольними структурами характеризуються високими глибинами залягання і невеликою кількістю скидів (рис. 1 г). В межах ДДЗ зустрічаються не так часто, як попередні. До цього типу можна віднести Велюхівське та Гадячське родовище.

Деякі солянокупольні структури перекриті кепроком, який літологічно представлений брекчійованим ангідритом, вапняком і піщано-глинистими породами. Кепрок, як правило, характеризуються значною тріщинуватістю і кавернозністю, що створює сприятливі умови для накопичення покладів вуглеводнів. Прикладом кепрокового покладу в ДДЗ є Роменське родовище.

Таким чином, в межах ДДЗ соленосні відклади створюють сприятливі умови для утворення як літологічних, так і тектонічних пасток, що дозволяє в подальшому удосконалювати методики пошуково-розвідувальних робіт враховуючі особливості залягання та розповсюдження соленосних формацій.

Список використаних джерел: 1. Гавриш В.К. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Глубинное строение и геотектоническое развитие / В.К. Гавриш, Г.Д. Забелло, Л.И. Рябчун – К.: Наукова думка, 1989. – 208 с. 2. Іванюта М.М. Атлас родовищ нафти і газу України / М.М. Іванюта, В.О. Федішин, Б.І. Деніга і ін. – Л.: Українська нафтогазоносна академія, 1998. – т. 1-4. 3. Лукин А.Е. Литогеодинимические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах / А.Е Лукин – К.: Наукова думка, 199. – 223 с. 4 Шехунова С.Б. Галотектокінез в кам'яній солі франської соленосної формації Дніпровсько-Донецької западини (за літологічними даними) // Тектоніка і стратиграфія. – 2005. – №34. – С. 68-80.

СУЧАСНИЙ СТАН ПРОБЛЕМИ ДОСЛІДЖЕННЯ ЕКЗОТИЧНИХ КОНГЛОМЕРАТИВ УКРАЇНСЬКИХ КАРПАТ

М.М. Цар, аспірантка
Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України
(кер. проф. О.С. Ступка)

Анотація. Розглянуто грубоуламкові відклади Передкарпатського прогину і складчастої області Карпат, у яких часто трапляються уламки порід, складені чужим для цього регіону (екзотичним) матеріалом. Схарактеризовано сучасний стан дослідження та обґрунтовано актуальність подальших робіт.

Ключові слова: Українські Карпати, екзотичні породи, конгломерати.

Екзотичні конгломерати поширені переважно у Передкарпатському прогині та в деяких структурно-фаціальних зонах складчастих Карпат. Перші дані про ці породи можна знайти у працях швейцарських геологів К. Пауля і Е. Тітце, які називали їх «конгломератами Слободи Рунгульської». Термін «екзотичні конгломерати» вказує на значну літологічну відмінність цих порід від флішових і моласових відкладів Карпат та Передкарпаття, що їх оточують [1].

Більшість дослідників розглядають екзотичні уламки загально і переважно для окремих структурних зон. На сьогоднішній час цим питанням майже ніхто не займається. Згадки про екзотичні конгломерати та найбільш детальний опис їх петрографічного складу можна знайти в працях: М.Ю. Федущака, Л.В. Лінецької, Г.П. Алферєва, В.Г. Чернова, Д.К. Балицького, О.С. Вялова та ін. Проте варто зазначити, що спеціальні роботи з вивчення екзотичних конгломератів Передкарпатського прогину були зроблені лише М.Ю. Федущаком. В.Г. Чернов описав всі грубоуламкові відклади Карпатського регіону, лише частково згадуючи в їхньому складі уламки екзотичних порід. Найбільш повно і детально вивченими залишаються грубоуламкові відклади Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Із сучасних дослідників цим питанням починав займатися Т.Ю. Марченко, який розглядав значення гальки домезозойських порід для вирішення проблем палеогеографії та тектоніки Українських Карпат.

Що ж зупиняє науковців на шляху детального вивчення екзотичних конгломератів? Серед основних проблем можна виділити складну тектонічну будову Карпатського регіону, відсутність єдиної стратиграфічної схеми, фаціальна мінливість осадових порід, бідність та інколи й відсутність фауни [3], ймовірність перевідкладення матеріалу, специфічний склад уламків, невеликий об'єм дослідницької роботи та багато зауважень щодо існуючих гіпотез генезису екзотичних порід.

На нашу думку, до загальних проблем дослідження варто додати різне розуміння самого терміна «екзотичні конгломерати», а також вживання цього терміна для позначення порід, склад та походження яких на сьогодні є відомим [2]. Це ускладнює з'ясування ареалів поширення екзотичних уламків, а звідси і розбіжності в уявленнях про можливі джерела зносу екзотичного матеріалу.

На сьогодні немає чітких даних про склад і поширення екзотичних конгломератів у багатьох зонах складчастих Карпат. Найбільш повно вивчено Скибову зону, яку детально досліджували Л.В. Лінецька (1965) та Д.К. Балицький (1958, 1963). Тому актуальною залишається проблема створення єдиної схеми поширення екзотичних конгломератів для всього регіону Карпат.

Вирішити ці та багато інших проблем можна лише комплексними методами. Оскільки конгломерати мають велике значення для палеогеографічних і палеотектонічних реконструкцій, а також для пізнання загальних закономірностей розвитку регіону і прогнозування на цій основі родовищ корисних копалин, виникає потреба збільшення кількості польових досліджень та детального аналізу цих порід.

Список використаних джерел: 1. Федущак М. Ю. Умови утворення екзотичних конгломератів воротищенської серії Передкарпаття. – Київ: Вид-во АН УРСР, 1962. – 112 с. 2. История геологического развития Украинских Карпат / О. С. Вялов, С. П. Гавура, В. В. Даныш и др. – Киев: Наук. думка, 1981. – 180 с. 3. Марченко Т. Ю. Значення гальки домезозойських порід для вирішення проблем палеогеографії та тектоніки Українських Карпат // Геологія і геохімія горюч. копалин. – 2004. – № 2. – С. 114-118

СЕКЦІЯ 2

РОЗРОБКА РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ

ПРОБЛЕМА КОРОЗІЇ ГАЗОПРОМИСЛОВОГО ОБЛАДНАННЯ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН

А.О. Борівська, студент
Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»
(кер. д.т.н., проф. В.С. Білецький)

Анотація. Розкрито проблему боротьби з корозією газопромислового обладнання із застосування інгібіторів корозії. Виконано аналіз проявів і причин корозії насосно-компресорних труб при експлуатації газових свердловин, який показує нерівномірність корозії НКТ по їх довжині. Це обумовлюється фазовим складом флюїду. Сформульовані основні напрямки боротьби з корозією, які, зокрема, включають застосування інгібіторів корозії, нових конструкцій і способів нанесення ізоляційних покриттів.

Ключові слова: корозія насосно-компресорних труб, газоконденсатна свердловина, способи і засоби боротьби з корозією НКТ.

Постановка проблеми: Однією з основних проблем, що впливає на стабільність видобування і транспортування вуглеводневої сировини в газовидобувній промисловості, є корозія газопромислового обладнання. Аналіз промислових даних свідчить, що серед інших видів аварій корозійні ушкодження (розгерметизація) обсадних труб і колон є найпоширенішими, і відбувається це в процесі освоєння та експлуатації свердловин. Так, термін служби насосно-компресорних труб у ряді випадків становить 0,5-1,5 року замість планованих 10 років. Щорічно фіксується понад 3000 відмов трубопроводів систем збирання вуглеводнів (СЗВ) через внутрішню корозію. Аварійність трубопроводів СЗВ призводить до значних втрат у видобутку вуглеводнів і забруднення навколишнього середовища. Головними непрямыми

втратами від корозії є недовипуск продукції під час аварійних і ремонтних зупинок, погіршення якості продукції, екологічні санкції.[1-4]

Мета: аналіз проявів і причин корозії насосно-компресорних труб при експлуатації газових свердловин, формулювання основних напрямків боротьби з корозією.

Основний матеріал: У свердловинах на газоконденсатних родовищах спостерігається така закономірність поширення корозійних і корозійно-ерозійних руйнувань. У нижній частині підвісок насосно-компресорні труби майже не кородують.[2] З деякої певної для кожного родовища глибини на нижніх кінцях труб з'являються виразкоподібні руйнування, інтенсивність яких під час руху вгору спочатку досить різко зростає, а потім залишається приблизно постійною. У верхній частині труб ці руйнування є майже завжди найзначнішими. Ця особливість корозійних руйнувань насосно-компресорних труб спостерігається не завжди і може бути пояснена такими причинами:

1. На початку розробки родовищ флюїд у продуктивних газових та газоконденсатних пластах перебуває в однофазному газоподібному стані, тобто не містить рідких вуглеводнів і води. В цей час водна фаза у газовому потоці в нижній частині труб зазвичай повністю відсутня.[3]

2. Під час руху газу в середній і верхніх частинах свердловин тиск і температура зазвичай знижуються і більша частина пароподібної води конденсується в рідку фазу.

3. Під час руху знизу вгору по трубах внаслідок зниження тиску значно зростає швидкість руху газорідного потоку.

4. У верхній частині НКТ у металі виникають максимальні напруження розтягу. Руйнуються, як правило, верхня частина НКТ. У муфтових з'єднаннях корозія тим інтенсивніша, чим більший розмір зазору. На внутрішній поверхні труб і захисних кільцях утворюються корозійні виразки, а в нижніх - корозійні фаски. Ці фаски розширюються в напрямку потоку і перетворюються у великі затокоподібні виразки.

На корозійні процеси у стовбурі свердловини впливає температура: високі температури зміщують межу корозійних руйнувань до устя, при цьому інтенсивно руйнуються підвісні патрубки НКТ.[2]

Основними напрямками боротьби з корозією є використання: 1) інгібіторів; 2) нових конструкцій і способів нанесення ізоляційних покриттів; 3) різних технологічних заходів; 4) високоефективних і економічних труб; 5) надійних та своєчасних методів обстеження діючих трубопроводів без порушення режиму їх роботи.

Впровадження прогресивних технологій захисту експлуатаційного обладнання сприяє скороченню витрат праці та матеріалоємності, зменшенню тривалості та вартості ремонтно-відновних робіт, які проводяться на промислових підприємствах

Швидкість і характер корозії металів залежать від структури, стану вихідної поверхні металу, різних видів впливу механічного фактора.[1]

Висновок:

1. Розкрито проблему боротьби з корозією газопромислового обладнання із застосування інгібіторів корозії.

2. Аналіз проявів і причин корозії насосно-компресорних труб при експлуатації газових свердловин показує, що нерівномірність корозії НКТ по їх довжині обумовлюється фазовим складом флюїду. У зонах підвищеного вмісту рідкої фази корозія металу протікає суттєво активніше (середина і верх НКТ). В зонах газового стану флюїду корозія НКТ мінімальна (низ НКТ).

3. Сформульовані основні напрямки боротьби з корозією, які, зокрема, включають застосування інгібіторів корозії, нових конструкцій і способів нанесення ізоляційних покриттів.

Список використаних джерел: 1. Маркин А.Н., Низамов Р.Э. *CO₂ – коррозия нефтепромыслового оборудования*. - М.: ОАО 'ВНИИОЭНГ'. – 2003. – 188 с. 2. Саакиян Л.С. *Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии* / Л.С. Саакиян, А.П. Ефремов. — М.: Недра, 1982. — 32 с. 3. Литовченко А.В. *Опис структур утворення газових гідратів* / А.В. Литовченко // «Проблеми та перспективи розвитку нафтогазового комплексу». — Полтава: ПолтНТУ, 2013. — С. 79-80. 4. *Corrosion prevention and control in water treatment and supply systems* by J.E. Singley, 1985. — p. 98-99.

ШЛІХОВИЙ АНАЛІЗ ЧЕТВЕРТИННОГО АЛЮВІАЛЬНО-ПРОЛЮВІАЛЬНОГО МАТЕРІАЛУ ВЕРХІВ'ІВ РІЧКИ ТЕРЕК

А.О. Васін, студент
Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
(кер. доц. О.О. Клевцов)

Анотація. Дослідження процесів розсипоутворення в сучасних водотоках є одним з найбільш актуальних питань завдяки практичній спрямованості для нарощування мінерально-сировинної бази. У зв'язку з давністю шліхового опробування верхів'їв річки Терек є актуальним питання повторного опитування представленого регіону для уточнення інформації про його рудоносність.

Ключові слова. шліховий аналіз, річка Терек, Грузія, рудоносність, Великий Кавказ.

Район дослідження розташовується на півночі Грузії, (адміністративний центр Мцхета-Мтіанеті), в центрі Великого Кавказу. Рельєф сильно розчленований. Середні абсолютні позначки рівнин – 1400 м, вододілів – 2600 м. Максимальні висоти – більше 5000 м. Гідрографічна мережа представлена великою кількістю мілководних гірських річок. Живлення річок – льодове, снігове, дощове. Паводки на річках – влітку (пов'язане з максимальним таненням льодовиків). Заболоченість – мінімальна. Дуже висока відслоненість району, погана прохідність. Середня річна кількість опадів близько 800 мм в рік. Середня температура січня – 5 °С, серпня 14 °С. Частина території вкрита льодовиками, дуже висока ймовірність селів та сніжних лавин.

Територія належить альпійському геосинклінальному поясу і представлена, в межах дослідження, частиною антиклінорію Головного Кавказького хребта, а також серією інтрузивних та ефузивних тіл.

Для виконання поставленого завдання було необхідно провести експедицію в район дослідження з метою відбору проб. Далі, в лабораторних умовах підготувати шліх до аналізу: зважити, скоротити, сепарувати.

Основним етапом дослідження є мінералогічно-мікроскопічний аналіз, з подальшою інтерпретацією отриманих даних.

Аналіз мінералогічних асоціацій шліху показує наявність наступних мінералів: кварц, халькопірит, турмалін, пірит, топаз, магнетит, галеніт.

На основі отриманих даних виділено 4 мінеральні асоціації:

1. Турмалін – топаз – кварц. Є індикаторами грейзенових родовищ. Найбільш вірогідно розвиток грейзенів на мікроклінових гранітах, гранодіоритах палеозойської інтрузії. Можливо, в нерозмитих частинах – каситеритові прояви.

2. Пірит – магнетит. Можливо приурочені до четвертинних інтрузивних та ефузивних утворень андезитового складу.

3. Галеніт – халькопірит. Можливо пов'язані з гідротермальними родовищами в мікроклінових гранітах, гранодіоритах палеозойської інтрузії.

4. Халькопірит – турмалін. Можливо пов'язані з невиявленими північнокавказькими гідротермальними родовищами типу Броден (Чилі).

Наявність джерела зносу гранітної інтрузії та аналіз мінералогічних асоціацій шліху дозволяє припустити розвинення в апікальних частинах мікроклінових гранітах, гранодіоритах палеозойської інтрузії грейзенізації, та розвиток гідротермальних родовищ.

Аналіз літературних джерел, показує що раніше дослідники констатували знахідки великої кількості халькопірита, з чого виникає доцільність продовження цієї роботи для з'ясування джерел мідної мінералізації Північного Кавказу. Для цього необхідна більш тісна співпраця з геологічними організаціями Грузії, а також проведення ще однієї експедиції для більш обширного опитування всього басейну річки Терек.

Список використаних джерел: 1. Геология СССР. Т. 10. Грузинская ССР. Часть 1 / Г.М. Гамкrellидзе. – Москва: Недра, 1964, 620 с. 2. Логвиненко, Н.В. Введение в методику исследования осадочных пород / Логвиненко, Н.В. – Харьков: Издательство Харьковского

Ордена Трудового Красного Знамени Государственного Университета имени А.М. Горького, 1957. –143 с. 3. Родыгина В.Г. – Введение в илхивой метод / Родыгина В.Г. – Томск: Издательство Томского университета, 1985. – 130 с. 4. Євгеній Лазаренко. Курс Мінералогії / Євгеній Лазаренко – Київ : Вища школа, 1969. 498 с.

ПРИРОДНИЙ ЦЕОЛІТ ЯК ЕФЕКТИВНИЙ КАТАЛІЗАТОР ГЛИБОКОГО ОКИСНЕННЯ КОМПОНЕНТІВ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Є.О. Голуб, викладач

Н.П. Голуб, доцент

В.І. Гомонай, професор

А.А. Козьма, доцент

ДВНЗ «Ужгородський національний університет»

Анотація. Природний сокирницький клиноптилоліт має значну хімічну та термічну стійкість, активні кислотні центри різної сили, велику розвинуту поверхню, що дає змогу використовувати його в якості ефективного каталізатора глибокого окиснення н-алканів.

Ключові слова: сокирницький клиноптилоліт, каталізатор, окиснення н-алканів.

В останні десятиліття здійснюється активний пошук нових альтернативних видів енергоресурсів. Це обумовлено як різким зменшенням світових запасів нафти при сучасних темпах споживання, так і екологічною безпекою в світі щодо зниження шкідливих викидів та, як наслідок, постійним зростанням вимог до екологічних характеристик моторних масел, одержаних з нафтопродуктів [1]. Тому більш оптимальним джерелом стає природний газ, який успішно перетворюється з альтернативної на основну вуглеводневу сировину в різних галузях промисловості. Зараз природний газ в Україні розглядається як найбільш перспективне екологічне паливо для автотранспорту, а заміна рідких моторних палив на природний газ пропонується як один з ефективних заходів захисту довкілля. Проте автомобілі, які не містять каталізатори знешкодження отруйних речовин та в яких порушена система подачі суміші стали джерелом

викидів шкідливих забруднювачів атмосферного повітря, зокрема, формальдегіду та СО. Тому проблема пошуку нових ефективних і дешевих каталізаторів для двигунів внутрішнього згоряння при використанні газоподібного палива для повного доокиснення компонентів природного газу до вуглекислого газу та води, а також захисту навколишнього середовища й вирішення проблем газо- та нафтопереробки на сьогодні є особливо актуальною.

Тому метою даної роботи було дослідити природний цеоліт як каталізатор в реакціях глибокого окиснення компонентів природного газу: C_1 - C_4 -вуглеводнів.

В якості цеолітного каталізатора використовували природний клиноптилоліт Сокирницького родовища (Закарпаття), який володіє унікальними адсорбційними, іонообмінними та фізико-хімічними властивостями. З метою дослідження його стійкості та впливу процесу термообробки на процес формування структури твердої фази, відмитий й висушений при кімнатній температурі природний клиноптилоліт піддавали термообробці при різних температурах (від 273К до 973 К). Властивості одержаних зразків клиноптилоліту вивчали за допомогою сучасних методів фізико-хімічного аналізу: РФА, ДТА, ІЧ-спектроскопії, хімічного аналізу. Вимірювання величини питомої поверхні та кислотності зразків здійснювали при відповідних температурах прожарювання.

Каталітичні властивості природного клиноптилоліту вивчали в реакціях глибокого окиснення компонентів природного газу: метану, етану, пропану та н-бутану на проточній установці у кварцевому реакторі, доповненому гартуючим пристроєм в стаціонарних умовах каталізу. Розмір зерен каталізатора становив 1–3 мм. Аналіз вихідної газової суміші та продуктів реакції здійснювали хроматографічним і хімічними методами. Вплив температури на кінетику перетворення C_1 - C_4 -вуглеводнів досліджували в інтервалі $T=473$ – 973 К, час контактування змінювали в межах 0,3–31,1 с.

Одержані експериментальні дані свідчать, що природний сокирницький клиноптилоліт є кристалічним алюмосилікатом, який має регулярну структуру кремнеалюмоокисневого каркасу з наявними в різних позиціях обмінними катіонами. Його хімічний склад становить (мас. %): Na_2O – 0,4; CaO – 2,6; MgO – 1,2; Fe_2O_3 – 1,3 ; Al_2O_3 – 12,6; SiO_2 – 70. Результати фізико-хімічного аналізу підтверджують його велику хімічну та термічну стійкість, наявність активних кислотних центрів різної сили, велику розвинуту поверхню. Це дає змогу використовувати природний сокирницький клиноптилоліт в якості ефективного каталізатора глибокого окиснення н-алканів.

Дослідження каталітичних властивостей цеоліту в реакціях глибокого перетворення C_1 - C_4 -вуглеводнів молекулярним киснем підтвердило вплив різних факторів (температури, часу контактування, складу вихідної газової суміші, розміру зерен каталізатора тощо) на природу, кінетику та механізм утворення різних продуктів. Одержані результати свідчать, що гомогенна складова не ускладнює даний процес до 823 К. Зокрема, для етану дослідження впливу температурного фактору на кінетику окиснення здійснювали в інтервалі температур 473–973 К при часі контактування 2,25 с, склад вихідної газової суміші $[\text{C}_2\text{H}_6]:[\text{O}_2]=1:1$. Встановлено, що інтенсивний розвиток процес окиснення етану на природному сокирницькому клиноптилоліті набуває вже при 623 К. При цьому він спрямовує процес перетворення етану практично до CO_2 . Дослідження впливу часу контактування в інтервалі 0,3-2,25 с при оптимальній температурі 773 К свідчить, що максимальна концентрація диоксиду карбону досягається при часі контактування 1,5 с і температурі 773 К. При цьому селективність по CO_2 на даному каталізаторі становить 89%, а конверсія етану досягає 99%. Таким чином природний сокирницький клиноптилоліт, як і у випадку окиснення інших досліджених компонентів природного газу: метану, пропану та н-бутану, спрямовує процес перетворення етану в напрямку глибокого окиснення до вуглекислого газу та води. Це обумовлено наявністю сильних кислотних активних центрів на поверхні природного сокирницького клиноптилоліту, які й сприяють глибокому

перетворенню C_1 - C_4 -вуглеводнів. Отже, закарпатський природний клиноптилоліт Сокирницького родовища може бути використаний в екологічному каталізі як ефективний і дешевий каталізатор повного доокиснення відпрацьованих газів двигунів внутрішнього згоряння, які працюють, в якості пального, на природному газі.

Список використаних джерел: 1. Ковтун Г.О. Альтернативні моторні палива // Вісник НАН України. – 2005. – №2. – С. 19–26.

ВИЗНАЧЕННЯ ВАЖКИХ МЕТАЛІВ У НАФТАХ

А.М. Єрофєєв, аспірант

Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна

(кер. проф. В.Г. Суярко)

Анотація. Важкі метали у складі нафти є актуальною науково-практичною проблемою, розв'язання якої дозволяє визначити їх генезис, техніко-екологічні, та економічні показники переробки та використання нафтопродуктів. Високі вмісти важких металів у нафтах дозволяють вилучати їх у промислових кількостях. (Ртуть – нафтове родовище Цимрик, Каліфорнія, США). Важкі метали у нафтопродуктах і зокрема у бензині та солярі використовуються у криміналістичних дослідженнях.

Ключові слова: важкі метали, генезис, нафтопродукти, нафти.

Мікроелементний склад нафти і зокрема вміст у них важких металів, визначався у США ще у середині минулого століття.

Серед металів у нафтах зустрічаються Fe, Mn, Cr, Hg, Co, Ni, Cu, Zn, Pb, Sn та ін. Загальний їх склад у нафті, за деякими винятками, рідко перевищує 0,02-0,03 % від її маси. Це, головним чином, елементи з атомною одиницею маси більшою за 50. У золі нафти переважають V, Ni, Zn, при чому перші у деяких видах важкої нафти мають концентрації, достатні для їх промислового вилучення.

Для чого визначають важкі метали у нафтах. По-перше, існує думка, що ці елементи вказують на абіогенну генерацію металонасичених важких і щільних нафт у глибоких горизонтах земної кори і навіть мантиї (академік Шнюков Є. Ф. та ін.). По-друге, вони є небезпечними забруднювачами довкілля. Так, у радіусі 2-3 км від видобуваючих свердловин ґрунти, поверхневі і підземні води забруднюються Pb, Zn, Cd та іншими металами.

Важкі метали є дуже небезпечними для людського організму. Вони можуть надходити до нього з вихлопними газами автомобілів, при спалюванні супутнього нафтового газу на факелах підприємств, потрапляти в організми разом з ґрунтовим пилом по харчових ланцюгах.

Тривала дія важких металів на людину спричиняє ракові пухлини. Якщо важкий метал досягає конкретного органу, то він викликає розростання його тканини (канцерогенна реакція). Так, наприклад, сполуки Ні причетні до пухлин носу, гортані та нирок. Свинець збільшує ризик захворювання раком шлунку, нирок та сечового міхура. Кадмій провокує лейкемію, а Zn та Fe – рак легенів.

Таким чином, дослідження присутності важких металів у нафтах є актуальною проблемою.

Список використаних джерел: 1. Надиров Н.К., Котова А.В., Кам'янов В.Ф. Метали у нафтах. – Алма-Ата: Наука, 1984. – 448 с. 2. Кюрегян С.К. Атомний спектральний аналіз нафтопродуктів. – М.: Хімія, 1985. – 319 с. 3. Лукін О. Ю. Про роль глибинних і надглибинних флюїдів у нафтогазоутворенні – Геол. Журнал, 2004, №2. – С.21-34. 4. Уайт Д. Е. Родовища ртуті та кольорових металів, що пов'язані з термальними родовищами. – М.: Мир, 1970. – С. 479-528.

ПРО ФЛЮЇДНІ ВКЛЮЧЕННЯ У МІНЕРАЛАХ ПІВДЕННО-СХІДНОЇ ЧАСТИНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Л.В. Іщенко, аспірант
Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
(кер. д.г.-м.н., проф. Суярко В.Г.)

Анотація. Розглянуто флюїдні включення у гідротермальних мінералах східної частини Дніпровсько-Донецького палеорифту. З'ясовано, що серед включень переважають двофазові системи «рідина+газ», які за хімічним складом розчинів є хлоридно-гідрокарбонатно-натрієвими, а в газова фаза представлена метаном та його гомологами і двоокисом вуглецю.

Ключові слова: флюїдні включення, розчин, метан.

Флюїдні включення в мінералах – газowo-рідинні релікти мінералоутворюючих розчинів, які присутні у багатьох гідротермальних мінералах [2]. Їх утворення пов'язане з захопленням твердою мінеральною фазою нерозкristалізованого флюїду, який майже завжди має двофазову (рідина+газ) або однофазову (тверду) структуру. Включення у мінералах відрізняються за формою, розмірами і хімічним складом [1]. Включення у гідротермальних мінералах можуть бути в трьох агрегатних станах:

- твердому (мінерали, що захоплюються флюїдом під час кристалізації іншого мінералу);
- рідинному (хімічний склад розчинів може відображати первинні мінералоутворюючі розчини);
- газовому (переважно CH_4 , CO_2 , He , H_2 , які переміщуються разом із мінералоутворюючим флюїдом) [1,2].

Форма включень визначається складом флюїду, кристалічною структурою мінерала-господаря, умовами їх консервації та агрегатним станом. При цьому вони можуть мати різну форму: неправильну – зумовлену сингенетичним ростом кристалів та форму, яка відповідає формі захопленого мінералу (епігенетична).

В межах східної частини Дніпровсько-Донецького палеорифту (Микитівське ртутне рудне поле, Слов'янське ртутно-поліметалічне рудне поле) флюїдні включення в мінералах присутні у рудних мінералах (кіновар, галеніт, сфалерит, пірит), а також у кварці, кальциті та флюориті. Включення двофазові – рідинно-газові, які характеризуються різним хімічним складом (табл.1) [3].

Таблиця 1

Склад розчинів у включеннях у гідротермальних мінералах східної частини
Дніпровсько-Донецького палеорифту (%)

Структура	Мінерал	HCO_3^-	Cl^-	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Na^+	K^+	SO_4^{2-}
Микитівське рудне поле	кварц	79,9	9,0	47,9	8,3	36,8	7,0	
	кварц	73,7	9,0	14,9	3,0	76,1	6,0	
Слов'янське рудне поле	кварц		62,9	26,4	9,45			1,6
	кварц		70,35	15,6	7,8			6,25
	Флюорит		40,93	25,2		33,6	1,2	
	Флюорит		48,4	20,2		30,3	1,1	

Аналізуючи водні розчини у включеннях (табл.1) можна зробити висновок, що первинний склад мінералоутворюючих розчинів був хлоридно-гідрокарбонатно-натрієвий, з великою насиченістю CO_2 . Вірогідно, формування такого типу вод могло відбуватися на глибинах більше 2 км «за ефекту скипання» перегрітих вод, в процесі їх висхідного переміщення. За такого процесу відбувається виділення летучого хлору та утворення солей кальцію та магнію, які присутні у розчинах включень [4]. Проте хімічний склад включень в кварцах Микитівського рудного поля дещо відрізняється від кварцу Слов'янського рудного поля, де спостерігається присутність іонів SO_4^{2-} .

Газова фаза представлена в основному метаном та його гомологами і двооксидом вуглецю (табл.2).

Таблиця 2.

Склад газової фази включень у гідротермальних мінералах східної частини
Дніпровсько-Донецького палеорифту

структура	мінерал	CO ₂	CH ₄	N ₂	C ₂ H ₆
Микитівське рудне поле	кварц	85,80	1,64	12,15	
Слов'янське рудне поле	кварц	46,3%	38,9%	11,9%	0,1%
	кальцит	54,0%	34,3%	10,3%	
	флюорит	50,01	10,34	21,09	

Якщо розглядати закономірності поширення мінералів з рідинно-газовими включеннями, то вони приурочені до структур з бітумо-гідротермальними асоціаціями в породах. При чому ці асоціації більш розвинені в периферійних частинах рудопроявів, тоді як у внутрішніх частинах структур їх кількість істотно зменшується. Це ймовірно пояснюється летучістю метану та його гомологів, які присутні у флюїдних включеннях. Адже при гідротермальній діяльності розчинів частина вуглеводневих флюїдів була захоплена мінералоутворюючими розчинами в процесі кристалізації мінералів на зовнішніх частинах рудоносних зон, створюючи таким чином вторинні ореоли розсіювання гідротермальних мінералів при рудоутворенні.

Список використаних джерел: 1.Балицкий В. С. Механизмы образования и морфогенетические типы флюидных включений в кристаллах синтетических минералов / В. С. Балицкий. // Записки Российского минералогического общества. – 2008. – №1. – С. 262–264. 2.Возняк Д. К. Мікровключення та реконструкція умов ендегенного мінералоутворення / Д. К. Возняк. – К.: Наукова думка, 2007. – 279 с. 3.Зацixa Б. Г. Кристаллогенезис и типоморфные особенности минералов ртутного и флюоритового оруденения Украины / Б. Г. Зацixa. – Киев: Наукова думка, 1989. – 189 с. 4.Суярко В. Г. Геохимия подземных вод восточной части Днепровско-Донецкого авлакогена / В. Г. Суярко. – Харьков: изд. ХНУ им. В. Н. Каразина, 2006. – 296 с.

СУЧАСНІ МЕТОДИ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ПРИПЛИВУ ВУГЛЕВОДНІВ

І.М. Лебедєв, студент

Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна

(кер. д.т.н., проф. І.М. Фик)

Анотація. Робота присвячена самим поширеним методам інтенсифікації, їх умовам використання, перевагам та недолікам, висвітленню мети та кінцевим результатам.

Ключові слова: видобуток, інтенсифікація, промислово-геофізичні дослідження, дебіт.

На сьогоднішній день одним з пріоритетних напрямків є нафтогазова галузь. В рамках «Проєкту 2020» Україна має стати енергонезалежною (мається на увазі самодостатньою в плані забезпечення вуглеводнями).

Станом на кінець 2017р, в Україні за рік видобули 15.2 млрд куб. метрів газу. Проте необхідно збільшити цей показник ще приблизно на 5 млрд м³ до 2020р.

Шляхів для збільшення видобутку існує декілька: безпосередньо буріння нових свердловин на вже відомих родовищах, пошук нових родовищ, або збільшення видобутку з вже пробурених та випробуваних свердловин.

Оскільки буріння та пошук – є безумовно необхідними, але й затратними, то у наш час велику роль відіграє саме інтенсифікація.

Метою обробки є відновлення і поліпшення фільтраційних характеристик привибійної зони, головним чином за рахунок збільшення її проникності і зниження в'язкості флюїдів та зниження темпів обводнення видобувних свердловин. Проникність порід привибійної зони свердловин покращують шляхом штучного збільшення числа розмірів дренажних каналів, збільшення тріщинуватості порід, а також шляхом видалення парафіну, смол і бруду, які залишились на стінках порових каналів.

Перед проведення інтенсифікації необхідно мати комплекс даних промислово-геофізичних досліджень свердловин, дебітограм, дані про

колекторські властивості пластів (проникність, пористість, склад глинистого матеріалу і цементу). Також, необхідно знати: властивості глинистого розчину, застосованого при розкритті, потужність пласта-колектора, пластовий тиск, залишкові запаси газу, відстань від свердловини до контуру живлення

Методи інтенсифікації умовно можна розділити на 3 категорії: хімічні, фізичні та теплові. Часто для отримання кращих результатів ці методи застосовують в поєднанні один з одним або послідовно. Вибір методу впливу на привибійну зону свердловини визначається пластовими умовами (будова порового простору, хімічний склад та ін.).

Фізичні методи застосовують зазвичай в пластах, складених щільними породами, з метою збільшення їх тріщинуватості (краще всього це відображає метод гідравлічного розриву пласта). Переважна більшість методів не вибагливі до стану привибійної зони та генезису відкладів, але варто зробити попередню очистку від бруду, що накопичився на вибої.

Хімічні методи впливу дають кращі результати в слабо проникних карбонатних колекторах. Їх вдало застосовують в зцементованих пісковиках, до складу яких входять карбонатні цементуючі речовини.

Теплові методи впливу використовуються для вилучення зі стінок порових каналів парафіну і смол, а також для інтенсифікації хімічних методів обробки привибійних зон.

Як правило, після проведення обробки дебіт збільшується на 30-60%, не рідко трапляються випадки коли дебіт не змінився, або навпаки збільшився в рази (наприклад після проведення гідравлічного розриву пласта).

Методи інтенсифікації не рекомендується проводити в свердловинах з порушеними експлуатаційними колонами, з колонами неякісно зацементованими, в обводнених свердловинах або в тих, які можуть обводнитися після проведення в них робіт по інтенсифікації та в приконтурних свердловинах.

Роботи з інтенсифікації на газових родовищах, як правило, починають тоді, коли родовище вступає в промислову розробку. Більш раціонально їх проводити на стадії розвідки і дослідно-промислової експлуатації.

Після проведення робіт, як правило, дебіт свердловин збільшується (в залежності від обраного методу або комплексу методів) в рази або лише на декілька відсотків. Наприклад проведення ГРП може збільшити дебіт свердловини у 3-8 разів.

Список використаних джерел: 1. Акульшин А.И. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин / А.И. Акульшин, В.С. Бойко, Ю.А. Зарубин, В.М. Дорошенко, – М.: Недра, 1989. – 479 с.. 2. Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов: Пер. с англ. Н. А. Бардиной, П. К. Голованова, В. В. Власенко, В. В. Покровского / Под ред. А. Г. Ковалева.—М.: Недра, 1986.-608 с. 3. Нагорний В.П. Технології інтенсифікації видобутку вуглеводнів / В.П. Нагорний, І.І. Денисюк: за редакцією В.П. Нагорного; НАН України, Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна, – Київ, 2013. – С. 268, іл. 78, табл. 17, бібл. 201.

ГОЛОВНІ АСПЕКТИ ВИЗНАЧЕННЯ РУШІЙНОЇ ГЕОТЕКТОНІЧНОЇ СИЛИ У ФОРМУВАННІ СТРУКТУРИ ПРИЧОРНОМОР'Я

О.Ю. Літвін, аспірант

Інститут геології і геохімії горючих корисних копалин НАН України

(кер. проф. М.І. Павлюк)

Анотація. Висвітлення основних геотектонічних гіпотез у формуванні південного регіону України. Створено перелік проведення сумісних геологічних досліджень для побудови єдиної геологічної моделі Причорномор'я.

Ключові слова: геологічна структура, фіксисты, мобілісти, геологія.

Не дивлячись на невеликі розміри території, його геолого-геотектонічна структура характеризується великою складністю та різноманіттям. Геологічні структури в розрізі достатньо відкриті для встановлення загальних закономірностей будови та проведення безпосереднього вивчення. Тому геодинамічна модель Причорноморського регіону є кращим полігоном для

проведення польових геолого-геоморфологічних практик та створення еталонного значення для суміжних субаквальних територій.

Модель Кримсько-Чорноморського регіону досягла неабияких висот у вивченні геології Криму, тому і стала об'єктом протистоянь двох головних аспектів формування.

В основі головних геологічних ідей, а саме фіксистської і мобілістської (горизонтальне переміщення блоків земної кори), виникає багато спірних питань. Дискусії науковців фіксистів (В.В.Білоусов) та мобілістів (А. Вегенер, та ін.) дають нам уявлення історії розвитку геологічної науки розкривають величезний масив невирішених геологічних проблем.

Виходячи з теоретичних уявлень фіксистів (Ю.А. Косигін та ін.), вважалося доведеним, що вісь всіх гірських ланцюгів, складчастих поясів, насуви причинно пов'язані тільки з вертикальними зусиллями. Складчастість пояснювалася переважно розтягненням і вторинним стисненням пластів при рухах блоків вгору-вниз. Покриви пояснювалися гравітаційним ковзанням маси породи зі схилів зростаючого підняття. Що ж стосується великих зсувів, для яких «вертикального» механізму придумати неможливо, то їх існування ставилося взагалі під сильний сумнів.

Панування ідеї мобілізму (після Ф.Тейпора 1910) відбулося у кінці 50- на початку 60-х років стаючи одним з провідних напрямків у світовій тектоніці, у зв'язку з великими відкриттями на дні океанів, зокрема виявленням планетарної системи серединно-океанічних хребтів і рифтових долин, а також досягненнями в області палеомагнетизму. З'явився цілий ряд нових гіпотез, об'єднаних пізніше в єдину концепцію тектоніки літосферних плит.

Тому для створення єдиної геологічної моделі Причорномор'я геологам слід зосередити увагу на вирішенні багатьох питань:

- структурного положення Гірського Криму, в цілому, та зокрема верхньоярських відкладів;
- геодинамічну оцінку розломів;

- проблему палеотектонічних реконструкцій з використанням палеомагнітних досліджень;
- методику достовірного геологічного картування стратиграфічних і тектонічних елементів;
- інтерпретацію геологічної будови в аспекті проблем природо використання;
- вдосконалення доказовості запропонованих побудованих схем, моделей геодинамічних процесів, відповідність їх фактичним геологічним матеріалам.

Важливу роль у формуванні сучасної геодинамічної моделі Причорномор'я може надати геологічна інтерпретація результатів глибокого буріння, які необхідно виконати в певних точках опори. Необхідно також звернути особливу увагу на геологічну оцінку нових палеомагнітологічних досліджень.

Список використаних джерел: 1. Казанцев Ю.В. Тектоника Крыма. М. Наука 1982-112с. 2. Романовский С.И. Великие геологические открытия. Очерки по истории геологических знаний / С.И. Романовский-Вып.30.-СПб,1995-216с. 3. Хэллем Э. Великие геологические споры. М., Мир, 1985.

ВЗАЄМОЗВ'ЯЗОК ГЕОЛОГІЇ РОДОВИЩ КОРИСНИХ КОПАЛИН ХАРКІВСЬКОЇ ОБЛАСТІ З ОСОБЛИВОСТЯМИ ЇЇ СПЕЦІАЛІЗАЦІЇ В УКРАЇНСЬКОМУ ГОСПОДАРСТВІ

В.М. Моїсєєнко, студент

К.О. Каверіна, студент

Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна

(кер. к.е.н., доц. В.В. Баранова)

Анотація. У даній статті розглядається взаємозалежність геологічної будови території Харківської області та спектру товарів, які постачаються даним регіоном на український ринок. Аналізуються та наводяться перспективні напрямки розвитку добувної промисловості.

Ключові слова: корисні копалини, геологічна будова, геологія родовищ, спеціалізація господарства, структура експорту.

Корисні копалини – важливі складові розвитку будь-якої країни чи регіону. Вони зумовлюють перспективи входження і співпраці території у світовому господарстві та межі впливу на загальні процеси на ринку товарів і послуг. Але все це значною мірою зумовлюється її геологічною будовою. Тому важливими є аналіз та дослідження геології родовищ корисних копалин.

Харківська область повністю лежить у межах Східно-Європейської платформи, особливості будови якої зумовлюють поширення лише певних видів корисних копалин. Так, дана структура земної кори складається з 2 шарів: з давнього докембрійського фундаменту та відносно молодого мезокайнозойського осадового чохла. Кожному з ярусів відповідає окрема база ресурсів, що формується у їхніх товщах. Як зазначає Байбатша А.Б.: «родовища платформного чохла формуються, в основному, у ході екзогенних геологічних процесів. Серед них слід назвати родовища бокситів, залізних і марганцевих руд, фосфоритів, калійних і кам'яних солей, вугілля, вогнетривких глин і різноманітних будівельних матеріалів. В утворенні екзогенних родовищ значну роль відіграють процеси, зумовлені життєдіяльністю різних організмів» [1, с. 33]. Оскільки Харківщина майже повністю лежить у межах Дніпровсько-

Донецького грабена, то й характер переважної більшості корисних копалин осадовий, що пояснюється особливостями його утворення.

Якщо говорити про ресурсозабезпеченість Харківського регіону, то область є однією з найбільш багатих за сировинно-матеріальною базою та ресурсним потенціалом. Це підтверджує дослідження Космачова М.В.: «сумарні початкові запаси газу становлять приблизно половину відповідних запасів країни. За цим показником, а також за кількістю вже видобутого газу з надр області і його річною здобиччю Харківщина займає перше місце в Україні. Серед родовищ області є унікальні за початковими запасами газу – Шебелинське (650 млрд м³), Західно-Хрестищенське (близько 335 млрд м³), Єфремівське (110 млрд м³)» [2, с. 19]. Потужний осадовий шар зумовив появу тут також і значних покладів нафти. Хоча її резерви поступаються масштабам запасів газу, але область займає передові позиції як за видобутком природного газу, так і за видобутком нафти й конденсату.

Сировинне забезпечення паливними ресурсами, у тому числі нафтопродуктами, створює умови для відповідної спеціалізації Харківської області. Внутрішньообласне господарство ще не повністю відійшло від організації роботи за радянським зразком, тому в кінцевому виробництві все ще значну частку становлять машинобудування та чорна металургія: «основними товарами, що експортуються, є машини, обладнання та механізми; електротехнічне обладнання (27,2 % від загального обсягу експорту області)...» [3, с. 124].

Будівельні породи осадового походження становлять різноманітну за видами сировинну базу для харківської промисловості будівельних матеріалів. Для свого розвитку ця індустрія використовує такі мінеральні ресурси, як крейда, гіпс, різні види глини та піску, будівельне каміння, які є досить розповсюдженими та одними з найбільш якісних саме на Харківщині. Сьогодні тут ефективно розробляються родовища будівельних (Великокомишуваське, Яремівське, Курульське), формувальних (Вишнівське) та скляних (Новоселівське, Берестовеньківське) пісковиків, поклади крейди – на

Шебелинському, а гіпсу – на Дубравнінському та Курульському родовищах. Розвідано низку місць залягання різних видів глини: тугоплавкої, формувальної, суглинків – які використовують для виробництва кераміки, цементу та черепиці відповідно. Крім того, на Харківщині є поклади фосфоритів, які використовують як добриво у вигляді фосфоритової муки. Така база ресурсів створює зручні умови для розвитку індустрії будівельних матеріалів та будівництва. Сьогодні Харків відомий як надійний виробник та експортер бетону та будівельних розчинів, облицювальної плитки, цегли, скляного та порцеляново-фаянсового посуду, керамзиту й термозиту.

Не зважаючи на вже наявний авторитет на ринку товарів і послуг, Харківська область має всі передумови для його посилення та, як наслідок, зростання пропозиції власної продукції. Потенційне збільшення виробництва вчені-геодезисти прив'язують до відкриття нових родовищ вуглеводнів та довивченням уже відомих, які активно розробляються. «Завдяки особливостям геологічної будови в межах Харківського сегмента Дніпровсько-Донецької западини існує аномально висока інтенсивність газонакопичення. У його надрах зосереджено половину сумарних запасів газу Східного регіону та 35% нерозвіданих ресурсів Східного регіону України» [4] (Рис.1).



Рис.1. Схематична карта поширення ділянок, перспективних для пошуку газу в породах-колекторах «нетрадиційного типу» в Дніпровсько-Донецькій западині.

Ще однією потенційно прибутковою гілкою розвитку промисловості Харківщини може стати докладніше дослідження регіону на предмет залягання на його території покладів бурого вугілля. Усім добре відомо, що Придніпровський буровугільний басейн залишається достатньо перспективним, і вже було виявлено значні запаси бурого вугілля в Харківській області.

Беручи до уваги темпи та масштаби процесів глобалізації не лише світового, а й українського господарства, найбільш ефективним способом утримання своїх провідних позицій Харківщина з її величезними перспективами, у першу чергу, повинна змінити галузеву структуру економіки, модернізуючи радянську систему, адже в плані матеріально-сировинного забезпечення вона має одну з найбільш багатих і розвинутих ресурсних баз.

Проведене дослідження дало змогу виокремити наступні факти: кожна країна та регіон певною мірою залежні від ресурсозабезпеченості. Географічне та геологічне положення території, зокрема, Харківської області впливає на поширення лише певних видів корисних копалин та масштаби їхніх запасів. Ступінь забезпечення Харківщини різними видами ресурсів є одним із найвищих в Україні. Також існують перспективи розробки деяких нових унікальних родовищ, що сприяє збільшенню потенціалу області. Зростання економіки краю можливе й за рахунок використання нових методів та принципів розвитку господарства та промисловості Харківської області.

Список використаних джерел: 1. Байбатша А.Б. Геология месторождений полезных ископаемых : учебник / А.Б. Байбатша – Алматы.: КазНТУ, 2008. – 368 с. 2. Космачова М.В. Геологічна будова та спадщина Харківщини : навчальний посібник / М.В. Космачова – Харків.: ХНУ ім. В.Н. Каразіна, 2015. – 95 с. 3. Світлична Ю.О. Аналіз стану зовнішньої торгівлі товарами Харківської області / Ю.О. Світлична // Теорія та практика державного управління. – 2015. - №3, 2015. – С. 121-126. 4. Нетрадиційний газ в Україні [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://shalegas.in.ua/zapasy-ta-prognozni-resursy-tradytsijnyh-ta-netradytsijnyh-vuglevodniv-u-shidnomu-naftogazonosnomu-regioni-ukrayiny-ta-okremo-v-harkivskij-ta-donets-kij-oblastyah/>.

ГОРЮЧІ КОРИСНІ КОПАЛИНИ ХЕРСОНСЬКОЇ ОБЛАСТІ

Т.О. Сапун, асистент
Мелітопольський державний педагогічний університет
імені Б. Хмельницького

Анотація. З метою виявлення покладів горючих корисних копалин на території Херсонської області, проведено обстеження перспективних районів Сиваського рифтогенного прогину та заболоченої ділянки І-ї надзаплавної тераси лівого берега Нижнього Дніпра.

Ключові слова: родовище, поклади, газ, торф, потужність.

Територія Херсонської області входить до складу Індо-Кубанської нафтогазоносною області Причорноморсько-Північноазовської нафтогазоносною провінції. На більшій частині території родовищ твердих, рідких та газоподібних корисних копалин, тобто нафти та газу, не виявлено, але у відкладах нижньої, верхньої крейди та палеогену відомі потенційно перспективні колектори, що поширені на значній площі.

У тектонічному відношенні газоносна провінція приурочена до Генічеського та Сиваського глибинних розломів. Коротко зупинимося на загальній їх характеристиці.

Східна частина Херсонської області розташована на структурно-денудаційній поверхні фундаменту Генічеської перикратонної депресії, гіпсометричний рівень якої змінюється від 2,5 км на півночі до 3,5 км на південному сході. Північною межею її є серія субширотних порушень Північносиваського блоку-виступу докембрійського фундаменту, а південним обмеженням – Овер'янівський припіднятий блок-виступ і Сиваський глибинний розлом. Останній виражений субширотною зоною, яка має характер інверсійного скиду-насуву [1], трасується в південній частині, і вважається основною шовною зоною зчленування неметаморфізованих платформних пермо-тріасових відкладів депресій (Генічеської) і одновікових молас та рифт-геосинклінальних відкладів Скіфської плити Північнокримського (Сиваського

рифтогенного прогину). За даними дослідження [2] підосва пермо-тріасових і юрських порід тут занурюється з півночі на південь під кутом 8-9°, а приосьова частина виражена грабеном, який обмежений розломами з амплітудою близькою 100 м. Розкрита потужність складає від 6 до 547 м.

Північнокримський (Сиваський) рифтогенний прогин розташований на південному сході території, в межах Скіфської плити (Балашівська та Стрілковська площі перспективні на нафту і газ) на глибинах від 2482 м до 3238 м. Він складений верхньотріасово-середньоюрськими породами, представленими роговиками метаморфізованими, сланцями, діабазовими порфіритами, туфопісковиками. Доальпійська епоха процесу формування рифтогенного прогину проявляється у тріасі-середній юрі у вигляді спалаху інтрузивного і ефузивного магматизму, вираженого північнокримським та новоселівським субвулканічним комплексом інтрузій і дайок.

Потужність даних утворень різко збільшується на південь до осьової частини рифтогенного прогину – від 600 м до 5-6 км.

Слід звернути увагу на те, що Балашанівський блок є структурою II порядку горст-антиклінального типу. Структура представлена відкладами нижньої крейди нижче якої розкриті метаморфізовані утворення тріасу, інтрузивні або субвулканічні комплекси, які утворюють дайки, жильні тіла, штоки, загальною потужністю 2-5 м. Дані утворення пронизують метаморфізовані, вулканогенно-осадові товщі або супроводжують субвулканічні утворення.

Тверді горючі корисні копалини Херсонської області представлені торфом. Більша частина покладів зосереджена у заплавній частині лівобережного Нижнього Дніпра, і природно заболоченої ділянки I-ї надзаплавної тераси. Дане фізико-географічне розташування підтримує сприятливі геолого-ландшафтні умови для утворення торфомасивів.

Торф'яні поклади відносяться до алювіальних заплавних, або старичних озерних фацій голоцену. Часто виповнюють, місцями, заболочені зниження на поверхні пізньочетвертинної річкової тераси; інколи складають прошарки серед

лиманно-морських та лиманно-алювіальних верхньочетвертинних відкладів. За якістю торф характеризується низьким ступенем розкладу (від 20 до 55 %), високою вологістю (80-90 %) і вмістом золи (25-45 %), що значно перевищує умови кондиції.

На всіх досліджених торф'яних ділянках гідрогеологічні умови складні. Поверхня їх знаходиться нижче рівня ріки на висоті 0,1-0,2 м [3] і, звичайно, затоплена або заболочена. На даний час Державним балансом враховується три родовища: Кардашинське, Заплава – I та Заплава – II.

У складі Карадашинського родовища виділяються 3 ділянки, а саме: Солонці (розробляється), Кохани та Мало-Кардашинська (відпрацьовані та затоплені). Перспективними родовищами є Заплава – I та Заплава – II.

Список використаних джерел: 1. Даценко Л.М. Горючі корисні копалини Приазов'я / Л.М. Даценко, Т.О. Сапун // *Нафта і газ України: матеріали 9-ої міжнар. наук-практ конф. «Нафта і газ України – 2013», (Яремче, 4-6 вересня 2013 р).* – Л.: «Центр Європи», 2013. – С. 21-23. 2. Північно-Західне Приазов'я: геологія, геоморфологія, геолого-геоморфологічні процеси, геоекологічний стан: монографія / Л.М. Даценко, В.В. Молодиченко, О.В. Непша та ін., від. ред. Л.М. Даценко. – Мелітополь: Видавництво МДПУ ім. Б. Хмельницького, 2014. С.128-145. 3. Тюленева Н. В. Сравнительная геохимическая характеристика современных отложений ландшафтных районов Днепровского жёлоба и внешнего уступа прибрежной части северо-западного шельфа Чёрного моря / Тюленева Н.В., Чепижко А.В., Сучков И.А. // *Геология морей и океанов : Материалы XVII Международной научной конференции (школы) по морской геологии.* – М., 2007. – Т. II. – С. 165–167.

НОВІ ПІДХОДИ ДО РОЗРОБКИ ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

О.М. Шендрик, аспірант
Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»
(кер. проф. І.М. Фик.)

Анотація. Робота присвячена розробці нових підходів до видобутку газу на газоконденсатних родовищах пізньої стадії розробки.

Ключові слова: пізні стадії розробки, АСК ТП, ліквідовані свердловини.

«Сучасний стан розробки таких великих газоконденсатних родовищ України, як Шебелинське, Єфремівське, Кобзівське та інших характеризується природнім зниженням пластових тисків та об'ємів валового видобутку цінних вуглеводнів. Це пов'язано із виснаженням родовищ та переходом у пізні стадії розробки, що потребує на ефективний контроль робочих параметрів відбирання газу із свердловин, оперативний поточний аналіз значних масивів даних про розробку родовищ, вчасного приймання рішень, щодо корегування режимів роботи свердловин та застосування необхідних заходів з інтенсифікації притоку вуглеводнів» [1, с. 6]. Основні газоконденсатні родовища ГПУ «ШГВ» увійшли або підійшли до такої стадії розробки при якій газогідродинамічні показники водяних парів та супутньо-пластових вод в пласті знаходяться у зоні критичних параметрів фазових переходів (рідина-пар, рідина-кристал). Балансування біля порогу фазових переходів (або знаходження нижче) в пласті в умовах пористого середовища додає свій вплив у динаміку та амплітуду цих процесів і має багаторівневу складність. Головним наслідком цих факторів став перехід роботи свердловин до вкрай неусталених режимів відбирання газу. Як наслідок контроль параметрів роботи свердловин на основі вибіркового замірів (1 раз на добу/тиждень/місяць) став таким, якому не можна довіряти, адже коливання дебітів свердловин за таких умов може бути дуже значним і дуже частим. При проведенні робіт на інших свердловинах (продувки, закачки, промивки, кап. ремонти, дослідження та інш.), що підключені до спільного

газозбірного колектору та пуску після таких робіт кардинальним способом можуть змінюватися режими роботи суміжних свердловин, іноді навіть переходити в режими поглинання газу. А при переключенні свердловин на замірні ділянки УКПГ як правило змінюються параметри відбирання газу (найчастіше зменшується протитиск і дебіт завищується). Такий етап розробки можна назвати **«Розробка родовища в умовах критичних параметрів пластового флюїду»**.

«Світові тенденції розвитку ринків енергоносіїв свідчать про те, що ціна газу невпинно буде зростати при одночасному поступовому падінні його видобутку. Розвиток енергозберігаючих технологій, альтернативних видів палива, посилення контролю за шкідливими викидами в атмосферу значно підсилять саме відповідальність за ефективне використання надр та самого природного газу» [2, с. 43].

На даному етапі моніторинг основних робочих параметрів свердловин на усті (Ртр./Рзатр.) здійснюється під час періодичного об'їзду фонду свердловин, а на вході шлейфів свердловин до УКПГ (дебіт газу, води, конденсату) також періодично (не менше одного разу на місяць). За таких умов обслуговуючий персонал завжди буде спізнюватись запобігати ускладненням роботи свердловин і боротися з наслідками ускладнень (пробками/обводненнями), а не з причинами (відкладеннями солей/накопиченнями рідини). Спроби проводити тотальні профілактичні закачки води/ПАР наражаються на ризики вибору неоптимальної періодичності (наслідком чого може бути піддавлення свердловини водою, або невчасна обробка) чи невчасної обробки з причин поламки/нестачі техніки (або несприятливих погодних умов). Слід зауважити, що кількість свердловино операцій останні роки зросла на декілька порядків (з порядку в 100 до порядку більше 1000 на рік), а ефективність тотальної профілактики падає. При такому підході навіть значне збільшення техніки для обслуговування фонду свердловин (агрегати, УКОСи, пересувні компресора, всюдиходи) не зможе докорінно змінити ситуацію. Це видно по кількості залучення бригад колтюбінгу для робіт з відновлення продуктивності

свердловин. Крім того фонд ліквідованих свердловин постійно зростає і відповідно зростають витрати на його обслуговування. Все це вказує на те, що розробка родовищ в умовах критичних параметрів пласту потребує на впровадження кардинально нових підходів до організації експлуатації свердловин, а саме:

- перехід до безперервного контролю робочих параметрів роботи свердловин на усті і вході до УКПГ із застосуванням цифрових засобів КВП і А;
- контроль основних параметрів (P, t, Q) слід здійснювати в умовах фактичної роботи свердловини, тобто на робочому трубопроводі, а не на окремій замірній ділянці;
- для оперативного впровадження таких засобів контролю слід широко застосовувати уніфіковані технічні рішення (наприклад керований запірний органі з базою як у типової засувки на вході до УКПГ, монтаж замірних шайб замість кільцевих ущільнень, розробляти типові проекти гнучкої автоматизації УКПГ, тощо);
- розробляти та застосовувати нові хімічні реагенти (наприклад ПАР з виділенням газу при контакті з СПВ без аерації) для обробки при вибійної зони;
- застосування стаціонарних устевий систем контролю параметрів свердловин, введення інгібіторів (води, ПАР, метанолу) в свердловину;
- впровадження та поширення технологій проведення свердловино операцій без викиду газу в атмосферу;
- формування спеціальної служби по обслуговуванню наведених систем моніторингу та керування роботою свердловин, по аналізу даних, що будуть отримуватися від цих систем;
- розробка нових напрямків альтернативного використання відпрацьованого обладнання (ліквідованих свердловин, шлейфів),

наприклад для виробництва електроенергії, для утилізації побутових відходів та інш.

Для реалізації наведених рішень потрібні значні ресурси, які треба залучити в короткі терміни, тому для успішного проведення робіт треба розробити програму-стратегію, щодо модернізації газовидобувного обладнання та систем АСК ТП для адаптації газовидобувних об'єктів до розробки родовищ в умовах критичних параметрів пластового флюїду.

Список використаних джерел: 1. Ю.Л. Фесенко, С.В. Кривуля, О.М. Шендрик, П.А. Мілашенко. Актуальність упровадження автоматизованих систем управління виробничими процесами в газовидобувних підприємствах України // Нафтогазова галузь України. журн. – 4/2016, № 2. – С. 125–132. 2. Фесенко Ю.Л. Фик І. М., Шендрик О. Комплексне рішення контролю роботи газових свердловин та керування режимами відбору газу – інноваційний шлях підвищення ефективності розробки родовищ та зниження виробничих витрат / М. «Нафтогазова енергетика» Всеукраїнський науково-технічний журнал № 4 2008р. – 82с. 43-47.

Наукове видання

«ГЕОЛОГІЯ НАФТИ І ГАЗУ»
МАТЕРІАЛИ ВСЕУКРАЇНСЬКОЇ НАУКОВО-ПРАКТИЧНОЇ КОНФЕРЕНЦІЇ
СТУДЕНТІВ ТА АСПІРАНТІВ

(м. Харків, 19–20 квітня 2018 р.)

Збірник наукових праць

Українською, російською, англійською мовами

Відповідальний за випуск: І.М. Фик

Комп'ютерне верстання: Я.О. Раєвський, О.В. Чуєнко

Підписано до друку 05.04.18 р.
Формат 60х84/16. Папір офсетний. Друк ризографічний.
Ум. друк. арк. 5,62. Обл.-вид. арк. 5,7.
Тираж 100 пр. Зам. №0482. Ціна договірна.

61022, м. Харків, майдан Свободи, 4
Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна

Надруковано ТОВ «ТО Ексклюзив»

Свідоцтво про держреєстрацію ДК № 347 від 28.02.2001 р.

м. Харків, вул. Серіківська, 41. E-mail: exkluz@ukr.net